

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

Mauro Antonio Gonzalez Sierra

**UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA O
APOIO À DECISÃO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA
DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Sistemas de Energia
Orientador: Prof. Dr. Erlon Cristian
Finardi.

Florianópolis

2013

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Sierra, Mauro Antonio Gonzalez Sierra

Um Modelo de Otimização Estocástica para o Apoio à
Decisão na Comercialização de Energia de Pequenas Centrais
Hidrelétricas / Mauro Antonio Gonzalez Sierra Sierra ;
orientador, Erlon Cristian Finardi Finardi - Florianópolis,
SC, 2013.

129 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Composição do Sistema
Elétrico Brasileiro. 3. Aspectos da Comercialização de
Energia Elétrica no Brasil. 4. Otimização Estocástica . I.
Finardi, Erlon Cristian Finardi. II. Universidade Federal
de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

No decorrer desta fase da minha vida conheci muitas pessoas que contribuíram na elaboração deste trabalho, pessoas das quais aprendi muito, tanto em aspectos acadêmicos e profissionais como também em questões da vida. Portanto, aqui registro meus agradecimentos a algumas dessas pessoas. Agradeço:

A minha família. Meus pais, *Celso Gonzalez* e *Edda Sierra*, e meus irmãos *Monica Gonzalez*, *Miguel Gonzalez* e *Mateo Gonzalez*, pelo apoio incondicional, amor e estímulo que sempre me deram durante esta fase.

Ao Prof. *Erlon Cristian Finardi*, pela orientação e amizade ao longo do período de mestrado.

Ao meu amigo e membro da banca *Vitor Luiz de Matos*, pela amizade e apoio durante a elaboração deste trabalho.

Aos demais membros da banca Prof. *Rubipiara Cavalcante Fernandes* e Prof. *Alexandre Street de Aguiar*, pelas discussões e contribuições na avaliação deste trabalho.

Aos professores dos laboratórios LabPlan e Labspot pela transmissão de conhecimento durante as disciplinas. Em especial ao Prof. *Ildemar Cassana Decker* pelo apoio e conselhos durante o mestrado.

A todos meus amigos brasileiros que começaram comigo o mestrado, *Kauana Palma*, *Fernanda Zardo*, *Hermano Veronese*, *Luís Paulo Santos*, *Icaro Rezende*, *Pedro Vieira*, *Valmor Zimmer*, pelo apoio durante as longas jornadas de estudo durante o mestrado e por me ensinar o melhor da cultura brasileira.

A todos meus grandes amigos colombianos do LabPlan. Em especial ao *Jorge Enrique Gomez*, *Carlos Rodriguez*, *Juan David Caicedo* e *Ricardo Quintero*. Sem eles teria sido possível atingir esta meta.

A família colombiana que me recebeu sem condições, *Deysy Murillo*, *Hector De La Hoz* e *Juan Camilo De La Hoz*.

Aos demais amigos e colegas brasileiros do LabPlan, *André Rodigheri*, *Brigida Decker*, *Daniel Tenfen*, *Edison Aranha*, *Rapahel Gonçalves*, *Fábio Mantelli*, *Geyson Brustolin*, *Graciele Cereta*, *Juliane Almeida*, *Marcelo Agostini*, *Marcelo Benetti*, *Marcelo Cordova*, *Marcelo Loureiro*, *Matheus Palma*, *Murilo Scuzziato*, *Otávio Vaz*, *Paulo Andre Sehn*, *Paulo Larroyd*, *Rodolfo Bialecki*, *Samuel Thomae*, *Thales Lange* e *Thiago Jeremias*, pelo apoio, discussões e momentos de descontração.

À minha família no Brasil, *Iara Torquato*, *Carlos Niño*, *Luisa Torquato*, *Laura Torquato* e *David Niño*. Muito obrigado pelo carinho e pelo apoio incondicional desde principio a fim

Aos amigos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pelas discussões acerca do mercado de energia brasileiro.

Aos meus amigos da Gerência de Preços da CCEE, *Hideo Koga*, *Camila Giglio*, *Renato Souza* e *Wendel Ferreira*. Obrigado pelo apoio durante as longas jornadas de trabalho e pelos conhecimentos transmitidos.

Ao meu grande amigo *Gustavo Arfux*, exemplo de pessoa cuja convivência tem me ensinado muito, desde questões técnicas até valores de como encarar a vida.

À Celesc S.A. pelo apoio financeiro para o desenvolvimento deste trabalho.

Finalmente, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

Muito obrigado a todos vocês.

RESUMO

No Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a comercialização de energia é efetivada através de dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os agentes de geração podem comercializar sua energia tanto no ACR quanto no ACL com comercializadores e consumidores livres, sendo que uma pequena parcela denominada de fontes incentivadas pode vender também para consumidores especiais. Dentre as fontes incentivadas encontram-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Esse tipo de fonte participa do Mercado de Curto Prazo (MCP), que valora as diferenças entre as quantidades contratadas e as efetivamente geradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), considerado neste problema como uma variável aleatória. Para mitigar os riscos envolvidos com a exposição a baixos valores do PLD no MCP o agente pode assinar contratos bilaterais no ACL, comercializar energia por meio de leilões realizados no ACR ou ambos. A impossibilidade do domínio da produção de cada agente de geração devido ao despacho centralizado levou à criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo procura compartilhar entre seus integrantes os riscos hidrológicos, onde as PCHs podem decidir se participam do MRE. Este mecanismo garante que todas as usinas participantes comercializem no mínimo uma geração alocada igual à garantia física sazonalizada no mês. Diante dessa realidade, o foco principal deste trabalho consiste em abordar a otimização de portfólios para a comercialização de energia considerando a participação ou não de um grupo de PCHs no MRE, com o objetivo de maximizar a receita do agente em um horizonte plurianual discretizado mensalmente. Destacam-se nos resultados o benefício na receita no caso em que o agente participa do MRE considerando uma sazonalização estratégica para o caso de estudo apresentado neste trabalho.

Palavras-chave: Comercialização de Energia de PCHs, Garantia Física, Mecanismo de Realocação de Energia, Ambiente de Contratação Livre, Preço de Liquidação das Diferenças.

ABSTRACT

In the Brazilian Electric Sector (BES), the commercialization of energy is effective through two contracting atmosphere: the Regulated Contracting Atmosphere (RCA) and the Free Contracting Atmosphere (FCA). The generation agents can trade their energy in both the RCA and the FCA through commercialization agents and free consumers, knowing that a small portion called stimulated sources are also able to sell to special consumers.

Within the stimulated sources, given basically by renewable resources, are found the Small Hydro Units (SHU). This kind of source, which is part of the spot market (SM), values the differences between the contracted quantities and the effectively generated quantities by the spot price, which is considered a random variable. To reduce the risk involving the exposition of the low spot prices in the spot market, the agent can celebrate bilateral contracts in the FCA, conduct auctions in the RCA or both. The impossibility of controlling the production by each generating agent due to the centralized delivery resulted in the creation of the Energy Reallocation Mechanism (ERM). This mechanism seeks to share among its members the hydrological risks where the SHU can decide whether to participate in the ERM or not. This mechanism guarantees that all the plants involved commercialize at least their assigned energy in a given month. Before this reality, the main issue of this dissertation consists of embarking in the optimization of the portfolios for the commercialization of energy considering the participation or exclusion of a group of SHU in the ERM whose only objective is maximizing the revenue of the agent in a yearly scenario divided monthly.

Stand out in the results that the benefit in revenue is more significant when the agent participates in the ERM considering a strategic seasonality for the case study presented in this dissertation.

Keywords: Small Hydro Units Energy Commercialization Assured Energy, Energy Reallocation Mechanism, Free Contracting Atmosphere, spot price.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Subsistemas do Sistema Elétrico Brasileiro: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S). Fonte: MERCADO LIVRE DE ENERGIA (2012).	29
Figura 2: Sistema de Transmissão, horizonte 2011 – 2013. Fonte: ONS	30
Figura 3: Matriz de Energia Elétrica.	31
Figura 4: Função de Custo de Uma Usina Termelétrica. Fonte: SILVA (2001).	34
Figura 5: Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos. Fonte: SILVA (2001).	36
Figura 6: Funções de Custos Imediato e Futuro x Armazenamento. Fonte: SILVA (2001).	37
Figura 7: Uso Ótimo da Água em Sistemas Hidrotérmicos. Fonte: SILVA (2001).	38
Figura 8: Volatilidade do CMO em Sistemas Hidrotérmicos. Fonte: SILVA (2001).	38
Figura 9: Etapas de Planejamento da Operação. Fonte: CAICEDO (2011).	39
Figura 10: Balanço Energético na CCEE.	43
Figura 11: Ambientes de Contratação de Energia.	44
Figura 12: Elegibilidade entre Consumidores Livres e Especiais.	46
Figura 13: Risco de Exposição no MCP sob a Ótica do Agente Comprador.	48
Figura 14: Risco de Exposição no MCP sob a Ótica do Agente Vendedor.	48
Figura 15: Flexibilidade no Montante Contratado em Contratos.	49
Figura 16: Exemplo de formação do excedente financeiro para apenas dois submercados.	50
Figura 17: Sazonalização da Garantia Física e Contratos de Venda para o Cálculo de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia.	52
Figura 18: Alocação de Energia no MRE. Fonte: CCEE (2012e).	55
Figura 19: Sazonalização da Garantia Física Anual em Patamares Mensais.	56

Figura 20: Árvore de cenários para três estágios. Fonte: (LARROYD, 2012).	62
Figura 21: Evolução de Zinf e Zsup. Fonte: (DE MATOS, 2012).	67
Figura 22: Algoritmo de Solução da DA.	68
Figura 23: Características do Contrato Bilateral.	76
Figura 24: Árvore de Cenários Completa para a Representação das Variáveis Aleatórias.	83
Figura 25: Valores médios mensais do PLD do Submercado Sul onde as PCHs estão localizadas.	89
Figura 26: Árvore ilustrativa de três estágios e três para cada estágio.	90
Figura 27: Árvore de cenários com amostras comuns.	90
Figura 28: Receita do agente para valores de PLDs baixos.	92
Figura 29: Energia total vendida por contratos para os valores de PLDs baixos.	93
Figura 30: Sazonalização da GF para valores de PLDs Baixos.	93
Figura 31: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Baixos.	94
Figura 32: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Baixos.	94
Figura 33: Receita do agente para valores de PLDs altos.	95
Figura 34: Energia total vendida por contratos para os valores de PLDs altos.	95
Figura 35: Sazonalização da GF para valores de PLDs Altos.	96
Figura 36: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Altos.	97
Figura 37: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Altos.	97
Figura 38: Receita do agente para valores de PLDs baixos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.	98
Figura 39: Energia vendida por contratos em MWh para cenário de PLDs Baixos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.	99
Figura 40: Sazonalização da GF para valores de PLDs Baixos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.	99

Figura 41: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Baixos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.	100
Figura 42: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Baixos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.	101
Figura 43: Receita do agente para valores de PLDs altos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.	102
Figura 44: Energia vendida por contratos em MWh para cenário de PLDs Altos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.	102
Figura 45: Sazonalização da GF para valores de PLDs Altos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência. .	103
Figura 46: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Altos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.	103
Figura 47: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Altos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.	104
Figura 48: Árvore de cenários para trabalhos futuros.	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tabela comparativa entre as referências citadas.	25
Tabela 2: Contrato de Opção com Flexibilidade: Repasse de energia do vendedor e exposição ao mercado de curto prazo, por nível de Consumo Apurado (CA).	49
Tabela 3:Portfólio de Contratos de Venda.	91
Tabela 4: Resumo das Receitas.	105
Tabela 5. Resumo dos Resultados de Contratos de Longo Prazo.	105
Tabela 6 : Histórico de Informação do Agente	111
Tabela 7: Dados dos Contratos para o Exemplo Numérico	111
Tabela 8: Solução do Problema (8.1).	112
Tabela 9: Solução dos Problemas (8.2) a (8.5).	114
Tabela 10: Solução das Variáveis do nó Estrategico.	116
Tabela 11: Solução das Variáveis dos nós Operativos.	116
Tabela 12: Solução do nó Estrategico Terceira Iteração.	117
Tabela 13: Solução dos nós Operativos Terceira Iteração.	117
Tabela 14: Histórico de Geração do Conjunto de PCHs do Agente.	119
Tabela 15: Sazonalização da GF para o submercado Sudeste.	121
Tabela 16: Sazonalização da GF para o submercado Sul.	121
Tabela 17: Sazonalização da GF para o submercado Nordeste.	121
Tabela 18: Sazonalização da GF para o submercado Norte.	121

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulado
DA	- Decomposição Aninhada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	- Consumo Apurado
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL	- Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	- Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEI	- Contratos de Comercialização de Energia Incentivada
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	- Central Geradora Hidrelétrica
CMO	- Custo Marginal de Operação
CTO	- Custo Total de Operação
CVaR	- Conditional Value-at-Risk
DE	- Despacho Economico
ED	- Equivalente Determinístico
FBF	- Função de Benefício Futuro
FCF	- Função de Custo Futuro
FCI	- Função de Custo Imediato
FCT	- Função de Custo Total
FDP	- Função de Densidade de Probabilidade
GF	- Garantia Física
GSF	- Fator de Ajuste de Garantia Física
MC	- Montante de Contratação
MCP	- Mercado de Curto Prazo
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PDDE	- Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	- Programação Dinâmica Estocástica
PL	- Programação Linear
PLD	- Preço de Liquidação de Diferenças
PLE	- Programação Linear Estocástica
PMO	- Programa Mensal da Operação Energética
TEO	- Tarifa Energética de Otimização
TUST	- Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
TUSD	- Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
SEB	- Setor Elétrico Brasileiro

SIN	-	Sistema Interligado Nacional
UHE	-	Usina Hidrelétrica
UTE	-	Usina Termelétrica
VaR	-	Value-at-Risk
VR	-	Valor de Referência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
1.2	OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO.....	26
2	COMPOSIÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO...29	
2.1	O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	29
2.2	MATRIZ ENERGÉTICA	30
2.3	O PROBLEMA DO DESPACHO E A FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA	32
2.3.1	Sistemas Termelétricos	32
2.3.2	Sistemas Hidrotérmicos	35
2.3.3	Formação de Preço e Etapas de Planejamento da Operação Energética do Sistema Elétrico Brasileiro.....	38
3	ASPECTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	41
3.1	REGRAS BÁSICAS DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL.	41
3.2	MERCADO DE CURTO PRAZO	42
3.3	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	43
3.3.1	Fontes Incentivadas e Consumidores Especiais.....	45
3.3.2	Tipos de Contrato no ACL	47
3.4	O EXCEDENTE FINANCEIRO E O TRATAMENTO DAS EXPOSIÇÕES.....	50
3.5	PENALIDADE POR INSUFICIÊNCIA DE LASTRO DE ENERGIA PARA VENDA DE ENERGIA.....	51
3.6	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA.....	53
3.7	SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA	56
4	OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA	59
4.1	MODELAGEM DE PROBLEMAS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR ESTOCÁSTICA.....	59

4.2	DECOMPOSIÇÃO ANINHADA	63
4.3	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA	68
5	DESCRIÇÃO E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA	73
5.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	73
5.2	MODELO MATEMÁTICO	74
5.2.1	Função Objetivo	77
5.2.2	Restrições do Problema	79
5.2.2.1	Sazonalização da Garantia Física	80
5.2.2.2	Penalidade por Insuficiência de Lastro	80
5.2.2.3	Limites de Contratação e Contratos de Compra de Energia..	81
5.2.3	Formulação do Modelo de Otimização Estocástica.....	81
5.3	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA APLICADA AO PROBLEMA DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE PCHs	83
5.3.1	Subproblema dos nós estratégicos	84
5.3.2	Subproblema dos nós operativos	85
6	RESULTADOS COMPUTACIONAIS	87
6.1	DESCRIÇÃO DOS DADOS INICIAIS	87
6.1.1	Geração de Cenários das PCHs	88
6.1.2	Cenários de PLD e Geração Hidrelétrica Total do SIN.....	88
6.1.3	Construção da Árvore de Cenário.....	89
6.1.4	Contratos de Venda e Compra de Energia	90
6.2	ESTUDO DE CASOS	91
6.2.1	Resultados para Valores de PLDs Baixos	92
6.2.2	Resultados para Valores de PLDs Altos.....	95
6.2.3	Resultados para Valores de PLDs Baixos Considerando a Insuficiência de Lastro de Energia Unicamente no Mês de Referência	98
6.2.4	Resultados para Valores de PLDs Altos Considerando a Insuficiência de Lastro de Energia Unicamente no Mês de Referência	101
6.2.5	Resumo dos Casos Analisados.....	104

7	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	107
7.1	CONCLUSÕES	107
7.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	108
8	APÊNDICE A: EXEMPLO NÚMÉRICO	111
9	APÊNDICE B: HISTÓRICO DE GERAÇÃO DO AGENTE	119
10	APÊNDICE C: SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA CONSIDERADA PARA CADA SUBMERCADO	121
11	REFERÊNCIAS	123

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, o modelo de monopólio estatal, que prevaleceu até o começo da década de 1990, fomentou a expansão e a consolidação da indústria de energia elétrica brasileira da época. No entanto, com a finalização do papel dominante do Estado no setor elétrico, teve início um processo de reestruturação que incentivou o aumento da participação privada com o intuito de atrair investimento e reduzir o poder de mercado e, assim, viabilizar o regime competitivo no setor. Como requisito necessário para atingir os objetivos do novo modelo foi proposta a desverticalização das empresas de energia, na qual separaram-se os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, de modo a estimular a competição nas atividades de geração e comercialização, porém mantendo a regulação de tarifas na transmissão e distribuição, consideradas monopólios naturais.

Desde a reestruturação do setor elétrico, o crescimento da economia no Brasil foi evidenciado pelo surgimento de grandes consumidores tais como os parques industriais e o desenvolvimento das grandes cidades, que aumentaram a demanda de energia elétrica do país. Observou-se então a necessidade de expansão do parque gerador, por meio da construção de grandes usinas hidrelétricas e do desenvolvimento de novas tecnologias de geração e de fontes de energia renováveis. Devido a esse novo cenário, novos estudos de planejamento e de operação do sistema elétrico foram feitos com o objetivo de atender a demanda da maneira mais eficiente possível.

Diante disso, com a tarefa de coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pela Lei nº 9.648/1998, cuja regulamentação foi dada pelo Decreto nº 5.081/2004.

Por meio do Decreto nº 5.177/2004 foi instituída a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR encontram-se as empresas distribuidoras e os consumidores cativos, atendidos pelo distribuidor local e com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No ACL encontram-se os comercializadores, consumidores livres e especiais, aptos para comprar energia de qualquer

fornecedor, desde que atendidas as condições estabelecidas pela legislação vigente.

Os agentes de geração podem comercializar energia tanto no ACR como no ACL. Dentre esses, encontram-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Os agentes detentores dessas usinas podem participar do mercado de curto prazo, também conhecido como mercado *spot*, que serve como o mercado de liquidação das diferenças entre as quantidades contratadas e quantidades efetivamente geradas, como será explicado em capítulos posteriores. Tais liquidações são valoradas ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), em que devido à forte correlação com as afluições, pode também ser encarado como um parâmetro incerto do sistema hidrotérmico. Nesse sentido, as PCHs estão expostas tanto à volatilidade do PLD como às incertezas das afluições. Para mitigar os riscos envolvidos com a exposição a baixos valores de PLD no mercado de curto prazo, o agente gerador pode assinar contratos bilaterais com consumidores ou mesmo com outros agentes de geração e pode ainda comercializar energia por meio dos leilões realizados no ACR. Contudo, ainda haverá o risco de não se ter geração suficiente para cumprir o contrato. Diante dessa realidade, o foco principal deste trabalho consiste em abordar de forma conjunta tanto o planejamento da operação das PCHs como a otimização de portfólios para a venda de energia.

A estratégia adotada neste trabalho é baseada na construção e resolução de um modelo de otimização estocástica, com o objetivo de maximizar a receita do agente. A princípio, neste problema serão consideradas como variáveis aleatórias o PLD e as afluições. Estas são modeladas por meio de uma árvore de cenários, as quais aumentam exponencialmente em função do número de amostras utilizadas em cada estágio e o número de estágios do horizonte do problema. Assim, é imprescindível a utilização de uma metodologia de solução eficiente para resolver o problema, dentre as quais valem citar, Decomposição Aninhada (DA) e a Programação Dual Dinâmica Estocástica (PDDE), que são estudadas neste trabalho. Vale a pena ressaltar que a PDDE é adotada como metodologia principal de solução, pois, tem-se mostrado muito eficiente para problemas com características semelhantes ao deste trabalho.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Vários trabalhos têm sido desenvolvidos na área de mercados de energia com o objetivo de resolver o problema de maximização da

receita de empresas de geração. Alguns desses trabalhos têm como foco principal o mercado brasileiro, o qual possui regras específicas de comercialização que precisam ser consideradas na modelagem do problema. Por exemplo, em trabalhos recentes como em Masukawa (2011) se procura avaliar os tipos de riscos existentes nas negociações de contratos bilaterais de longo prazo para PCHs no mercado brasileiro. O autor considera como variáveis aleatórias o PLD e a disponibilidade de geração da PCH. Cada uma dessas variáveis possui a sua respectiva função densidade de probabilidade, as quais são utilizadas posteriormente para o cálculo do risco conjugado com o custo da geração. Para modelar a geração da PCH o autor atribui um custo fixo à produção da usina utilizando a função de custo semelhante ao apresentado por Wood e Wollemberg (1984). O modelo nesse trabalho visa decidir diferentes negociações de contratos disponíveis do tipo financeiro ou físico.

Em Fonseca (2009), Guiyotoku (2007) e Street *et al.* (2009) o foco principal consiste em definir a melhor estratégia de comercialização de energia de um portfólio de fontes alternativas como PCHs e Biomassa para um horizonte de um ano. Essa ideia é justificada pela complementaridade desses dois tipos de fontes, devido à safra de cana de açúcar ocorrer durante o período seco do ano, período no qual as PCHs têm o maior risco de geração pela diminuição natural das afluições. Para se proteger dos riscos hídricos a PCH pode participar do MRE.

O objetivo de Street *et al.* (2009) é desenvolver um modelo matemático para explorar a sinergia da geração de usinas de biomassa e PCHs. O modelo proposto visa compor um portfólio ótimo dessas duas fontes alternativas de geração e conjuntamente determinar a melhor estratégia de comercialização de uma empresa comercializadora de energia. O objetivo do modelo é maximizar a receita da empresa tanto no Mercado de Curto Prazo (MCP) quanto em contratos bilaterais. Para obter uma receita estável são inseridas no modelo restrições de risco baseadas nas ferramentas Value at Risk (VaR) e Conditional Value at Risk (CVaR) (URYASEV, 2000). A solução do problema é baseada em programação estocástica de dois estágios, no qual são consideradas como variáveis estocásticas o PLD e as afluições hídricas. O problema é resolvido diretamente pelo modelo do Equivalente Determinístico (ED) do problema estocástico. Para dar um suporte de decisão à empresa comercializadora de energia na negociação de contratos bilaterais é construída uma curva de oferta, em que para cada preço do

contrato fixado é dado um percentual da quantidade da carga que pode ser atendida por meio do contrato.

No tocante à estratégia de solução, é proposto em Fonseca (2009) um modelo de otimização estocástica, no qual são consideradas como variáveis aleatórias o PLD e o fator de ajuste das garantias físicas (GSF¹). O objetivo do problema de otimização é maximizar a receita esperada do agente no MCP dentre um número de cenários gerados para as variáveis aleatórias, com a premissa de que um contrato bilateral foi previamente celebrado. Para isso, são consideradas ferramentas de aversão ao risco como restrição do problema de otimização. Já em Guiyotoku (2007) o principal objetivo é avaliar os riscos de exposição ao mercado de curto prazo para diferentes estratégias de comercialização de um portfólio de fontes incentivadas. Para isso, o autor considera o preço da energia em dois cenários: “PLD alto” e “PLD baixo”. Assim, são simulados e analisados diferentes casos para a opção de contratação de flexibilidade do montante de energia negociada por contratos bilaterais. Os estudos feitos nesse trabalho se baseiam na ferramenta VaR. Pelas limitações dessa ferramenta e da premissa de flexibilidade nos contratos, o autor propõe a aplicação da ferramenta CVaR, com o fim de medir os casos que ultrapassam um certo intervalo de confiança pré-determinado.

Por sua vez, o trabalho Teive *et al.* (2010) propõe um modelo matemático como suporte na tomada de decisões para comercialização de energia e otimização de portfólios de contratos de uma empresa de geração. O modelo, enquadrado nas regras de comercialização do mercado brasileiro, avalia os riscos relacionados à insuficiência de lastro de energia para atender os possíveis contratos candidatos a serem celebrados pela empresa de geração. A otimização da carteira de contratos é feita a partir de um modelo Programação Linear (PL) para diferentes cenários do PLD. No problema de PL são modeladas restrições de acoplamento temporal de insuficiência de lastro de energia. Logo, a partir dos resultados do modelo se realiza uma avaliação por meio de métricas de risco como o VaR e o CVaR.

Marzano *et al.* (2003) resolvem o problema de otimização de portfólios de uma empresa de geração tendo como base as regras até então vigentes no mercado brasileiro. O objetivo do problema é otimizar o portfólio de contratos de energia, de modo a se definir a estratégia de

¹GSF provém da sigla em inglês *Generation Scaling Factor* e pode ser interpretado como o percentual de energia que todos os participantes do MRE geram em relação ao total da sua Garantia Física.

comercialização que maximize o valor esperado das remunerações líquidas de uma empresa geradora (em valor presente), sujeito ao controle de sua exposição ao risco. Três medidas para o risco foram abordadas no trabalho: a primeira adota a variância dos valores presentes das remunerações líquidas como medida do risco, a segunda adota o mínimo da distribuição como medida do risco e a terceira adota o CVaR como medida do risco. Em duas das três abordagens propostas pelo autor, assume-se que os contratos candidatos a compor o portfólio são divididos em dois grupos: contratos de decisão imediata e possíveis contratações futuras. Com isto, a formulação do problema resulta em um modelo de otimização estocástica de dois estágios, que é resolvido via Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (PEREIRA e PINTO, 1991).

Em Shrestha *et al.* (2005) e Liu *et al.* (2009) é utilizada a PDDE para otimizar o portfólio de usinas hidrelétricas de grandes porte em um horizonte de médio prazo (seis meses a um ano). Para isso foram considerados três cenários possíveis, em que as variáveis aleatórias são as afluições e os preços *spot*, ambos correlacionados entre si. Shrestha *et al.* (2005) faz a otimização de portfólio de contratos bilaterais e o planejamento da operação de uma usina hidrelétrica que participa do mercado nórdico de energia considerando que não há poder de mercado. Foram analisados resultados tanto para um participante neutro a risco quanto outro avesso a risco. Já em Liu *et al.* (2009), o objetivo do trabalho é simular o impacto das incertezas na alocação de energia elétrica entre contratos bilaterais e o MCP. Como resultado, foram identificadas as vantagens de propor um modelo de otimização estocástico para resolver tal problema. Esse trabalho é aplicado no mercado de energia da China, o qual é de predominância hídrica.

Mo *et al.* (2001) propõem uma ferramenta para o gerenciamento de riscos em sistemas hidrelétricos. O modelo considera tanto a programação diária de energia da usina quanto às negociações de contratos bilaterais de longo prazo com o objetivo de maximizar o benefício de uma empresa de geração que participa do mercado nórdico. A otimização estocástica é utilizada no modelo para a tomada de decisões, sendo que as principais variáveis aleatórias do problema são o preço *spot* e as afluições. Devido à grande volatilidade do preço *spot* no mercado nórdico são gerados diferentes tipos de riscos para empresas detentoras de usinas hidrelétricas, tais como: risco de preços, risco de quantidades geradas por causa das afluições e Risco de quantidades por causa de incertezas na demanda. Os modelos estabelecidos até então no mercado nórdico não consideravam estes tipos de riscos que influenciam

na tomada de decisões. Os resultados obtidos pelo autor mostram que o modelo prevê e evita a alocação de energia para o período do horizonte de estudo de baixa afluência que causam baixa receita, e aloca estrategicamente a energia para aqueles períodos que trazem mais benefícios para a empresa.

O trabalho apresentado por Iliadis *et al* (2006) tem por objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para a análise dos aspectos operativos e decisões de contratos *forwards* de um sistema hidrelétrico no mercado europeu, que não é predominante em recursos hídricos. O problema é resolvido por meio da otimização estocástica, no qual o objetivo é maximizar a receita esperada da empresa de geração. São consideradas como variáveis aleatórias do problema o preço *spot*, as afluências e o preço *forward* para as negociações de contratos. É proposta uma metodologia de aversão a risco para atingir a Receita Mínima. Com o cálculo do indicador da metodologia de aversão a risco proposto é feito um *benchmarking* com as metodologias já existentes na literatura: VaR, CVaR e a Risk Premium da função de utilidade. As variáveis de afluências e preços são consideradas como variáveis aleatórias correlacionadas entre si e que portam informação representativa dos possíveis cenários futuros; portanto, essas variáveis são tratadas como variáveis de estado no modelo de Programação Dinâmica. Isso faz com que o algoritmo da PDDE não seja aplicável diretamente, pois a Função de Benefício Futuro (FBF) não é côncava nas dimensões das variáveis de estado, isto é, a função é convexa nos coeficientes da função objetivo (preço) e côncava nos coeficientes das restrições (afluências). Por esta razão a FBF não pode ser representada por aproximações lineares como comumente é feito na PDDE. Para resolver o problema é adotado um esquema híbrido entre as metodologias PDDE/PDE, no qual os estados do preço *spot* são representados por intervalos discretos e as incertezas futuras nas afluências são representadas por várias aproximações lineares do modelo autoregressivo.

Na Tabela 1 é apresentado um resumo dos trabalhos anteriormente citados, na qual faz-se uma comparação entre diversos aspectos na otimização de portfólios de empresas de geração com métricas de riscos considerados na literatura. A primeira coluna da tabela diz respeito ao tipo de fonte da empresa de geração. Já na segunda e terceira colunas tratam o tipo de problema de otimização e qual é a metodologia utilizada, respectivamente. Por último é feito o levantamento do tipo de métrica de risco para os casos dos trabalhos que consideram participantes avessos ao risco.

Tabela 1: Tabela comparativa entre as referências citadas.

Autor	Tipo de fonte de geração	Otimização estocástica	Metodologia de solução	Métricas de risco
Masukawa (2011)	PCHs	Preço <i>Spot</i> /Geração	ED	Risco baseado no arrendimento e desvio da média
FONSECA (2009)/ STREET <i>et al.</i> (2009)/ GUIYOTOKU (2007)	PCHs/Biomassa	Preço <i>Spot</i> /Geração	ED	VaR/CVaR
MARZANO <i>et al.</i> (2003)	Hidrelétrica de grande porte	Preço <i>Spot</i> /Geração	PDDE	Mínimo valor de remuneração aceitável
SHRESTHA <i>et al.</i> (2005)/ LIU <i>et al.</i> (2009)	Hidrelétrica de grande porte	Preço <i>Spot</i> /Afluências	PDDE	Mínimos quadrados em relação ao valor esperado
ILIADIS <i>et al.</i> (2006)	Hidrelétrica de grande porte	Preço <i>Spot</i> /Afluências	PDE/PDDE	VaR/CVaR

Nota-se que em todos os trabalhos o problema de maximização da receita de empresas de geração é resolvido por meio da otimização estocástica, devido às incertezas presentes no preço da energia e a geração. O preço *spot* é considerado como a principal variável estocástica na maioria dos trabalhos, pois é uma das variáveis mais importantes no cálculo da receita de uma empresa de geração. Por outro lado, considerar como variáveis aleatórias a geração ou a afluência, para o caso de usinas hidrelétricas, depende do tipo de fonte de geração. Para fontes renováveis, como PCHs ou Biomassa, na maioria dos trabalhos é considerada a geração como variável aleatória, em vez do recurso necessário como a afluência ou bagaço de cana. Isso é justificado devido à suposição de que o reservatório de uma PCH não é o suficientemente grande para controlar o nível de água que pode ser armazenada nele. Por sua vez, a produção de cana de açúcar tem uma duração média de oito meses, que vai desde o mês de abril até o mês de novembro na Região Sudeste do Brasil. Dessa maneira, a produção de energia da usina à biomassa pode ser considerada constante durante esse período.

Em alguns trabalhos o problema de otimização é resolvido por meio do ED do problema estocástico. Já em outros é aplicada a metodologia PDDE para resolver o problema, que pode ser mais

vantajosa para aumentar a eficiência computacional em problemas com horizontes de médio e longo prazo, i.e, um a cinco anos.

Na métrica de risco várias metodologias têm sido utilizadas sendo que a VaR e CVaR que são utilizados no âmbito financeiro têm sido adaptados em mercados de energia como se pode observar na Tabela 1.

1.2 OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho consiste em propor um modelo de otimização estocástica multi-estágio para o apoio à comercialização de energia de PCHs no mercado de energia brasileiro.

Nesse sentido, os objetivos específicos são:

1. estudar e representar matematicamente as regras da comercialização de energia do mercado brasileiro;
2. quantificar e analisar o impacto na receita do agente de geração com base na participação do MRE;
3. aplicar a metodologia da PDDE para resolução do problema da comercialização de energia de PCHs, proposto neste trabalho.

Nesse sentido, é importante destacar que o modelo proposto tem a finalidade de apoiar o agente na tomada de decisão referente à comercialização de energia das PCHs e, portanto, o resultado do modelo não deve ser considerado como a decisão definitiva a ser tomada pelo agente.

Este trabalho está estruturado em sete capítulos, conforme descrito a seguir.

No Capítulo 2 é descrita a composição do Setor Elétrico Brasileiro, tanto no âmbito elétrico quanto no energético. São apresentados os conceitos de despacho econômico e custo marginal de operação. O capítulo encerra com o despacho hidrotérmico, formação de preço no MCP e etapas de planejamento realizadas no mercado de energia elétrica do Brasil.

No Capítulo 3 são descritos alguns aspectos importantes da comercialização de energia elétrica no Brasil. São descritas também as principais regras de comercialização de energia, bem como os riscos envolvidos e os mecanismos existentes para mitigar esses riscos.

No Capítulo 4 são apresentados alguns conceitos gerais de otimização estocástica e as metodologias propostas na literatura para resolver problemas dessa natureza.

No Capítulo 5 é descrito e formulado o problema matemático de otimização estocástica de interesse deste trabalho. Por último, é descrito como o problema pode ser adaptado para ser resolvido via PDDE.

No Capítulo 6 são analisados os resultados obtidos após a descrição e consolidação do modelo apresentado no Capítulo 5. Finalizando o trabalho, no Capítulo 7 são descritas as principais conclusões e sugestões para desenvolvimentos futuros.

2 COMPOSIÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Neste capítulo tem-se como objetivo descrever a características do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), tanto no âmbito elétrico quanto no âmbito energético. São explicados os conceitos de despacho econômico, custo marginal da operação e despacho hidrotérmico. Cabe ressaltar a relevância que esses conceitos têm para o entendimento da formação de preços e as etapas de planejamento no Brasil, tratados nas ultima seções deste capítulo.

2.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O sistema de produção e transmissão de energia do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas. Para facilitar tanto o controle do sistema quanto a administração de seus recursos, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é subdividido nos seguintes subsistemas: Sul (abrange a região Sul do país, além do estado do Mato Grosso do Sul), Sudeste/ Centro-Oeste (contempla as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país), Nordeste (inclui a região Nordeste do país, com a exceção do estado do Maranhão) e Norte (contém parte dos estados do Pará, Tocantins, Maranhão), ilustrado na Figura 1.

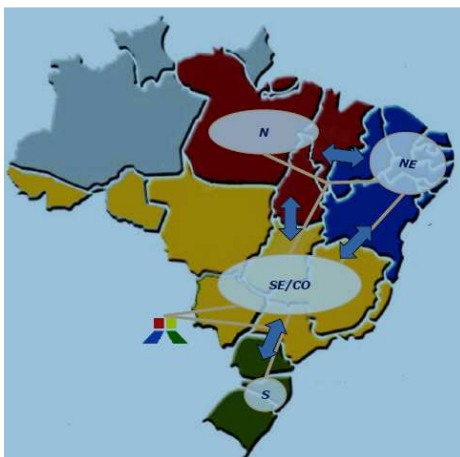


Figura 1: Subsistemas do Sistema Elétrico Brasileiro: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S). Fonte: MERCADO LIVRE DE ENERGIA (2012).

Essas sub-regiões são interligadas por meio de linhas de transmissão com níveis de tensão que variam entre 230 kV e 750kV em corrente alternada, como é ilustrado na Figura 2. Adicionalmente, o SIN possui duas linhas de transmissão em Corrente Contínua (CC) de ± 600 kV que conectam a Usina Hidrelétrica de Itaipu à Subestação Ibiúna na Grande São Paulo. Esse conjunto de linhas compõe a chamada Rede Básica que formam o SIN, das quais somam em torno de 100.000 km e atendem a maior parte da demanda, interligando toda a produção de energia elétrica do Brasil.

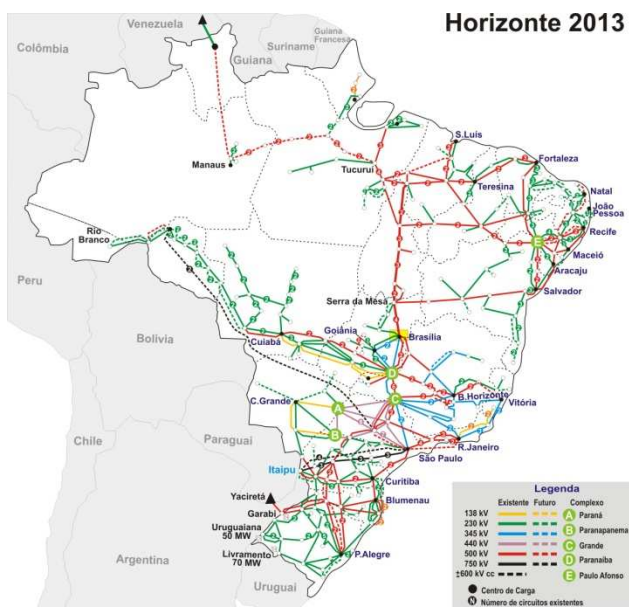


Figura 2: Sistema de Transmissão, horizonte 2011 – 2013. Fonte: ONS.

A rede de transmissão que interliga cada uma das sub-regiões do SIN tem limites de exportação e importação. Em capítulos posteriores será explicado como essas restrições da transmissão influenciam na formação do preço no Mercado de Curto Prazo (MCP).

2.2 MATRIZ ENERGÉTICA

Em Agosto de 2012 a capacidade instalada do SIN era de 127.225.924 kW (ANEEL, 2012), composta por diferentes tipos de

recursos energéticos que compõem a matriz energética, ilustrada na Figura 3. A maior parte da capacidade instalada é constituída por usinas hidrelétricas localizadas nas diferentes regiões do país. Essas usinas correspondem em torno de 65,3% da matriz de energia elétrica do Brasil, localizadas em 12 bacias hidrográficas principais.

Por sua vez, as usinas termelétricas a partir de combustíveis fósseis constituem 17,83% da matriz de energia elétrica. As diferentes usinas termelétricas instaladas no Brasil têm como combustível o gás natural, o óleo combustível, o óleo diesel e o gás de processo.

No Brasil encontram-se instaladas as usinas nucleares de Angra I e Angra II cuja matéria prima utilizada como combustível é o urânio. Essas usinas representam em torno de 1,58% da capacidade do parque gerador instalado no SIN.

O restante da matriz de energia elétrica é constituído pelas fontes alternativas de energia e pelos contratos de importação de energia. Compreendem-se como fontes alternativas as usinas eólicas, fotovoltaicas, de biomassa, as pequenas centrais hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH).

Matriz de Energia Elétrica

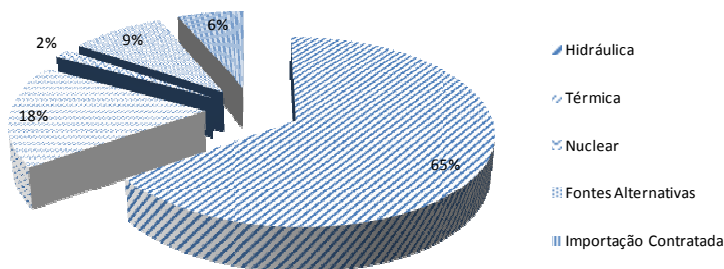


Figura 3: Matriz de Energia Elétrica.

É importante ressaltar que em torno de 3% da produção de energia elétrica no Brasil não pertence ao SIN. Essa geração é localizada em sistemas pequenos, chamados Sistemas Isolados, que se encontram na região amazônica. Entretanto, parte desse sistema isolado será

conectado ao SIN principalmente pelo fato da construção de usinas de grande porte na região amazônica, como Belo Monte.

2.3 O PROBLEMA DO DESPACHO E A FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo dos anos, com a evolução dos sistemas elétricos, as tarefas de planejamento e operação energética têm sido mais complexas em termos econômicos, de segurança e de confiabilidade. Um dos grandes desafios do século passado na área foi o desenvolvimento de metodologias para o despacho energético. Essas metodologias têm por objetivo atender a demanda ao mínimo custo operativo. A abordagem e solução deste problema são conhecidas na literatura como o Despacho Econômico (DE). Na maioria dos mercados de energia elétrica existe um operador do sistema que faz o despacho de forma centralizada a cada estágio num determinado horizonte de tempo, como é caso do sistema brasileiro que será detalhado nesta subseção.

Nos tópicos seguintes serão apresentadas as características do problema de despacho para os sistemas do tipo termelétrico e hidrotérmico. Faz-se necessário essa divisão entre os tipos de sistemas devido às características próprias de cada um deles. Uma maior ênfase é dada aos sistemas hidrotérmicos em razão da predominância de recursos hídricos do sistema brasileiro. Por último, serão detalhadas as etapas de planejamento da operação energética no Brasil.

2.3.1 Sistemas Termelétricos

Os sistemas termelétricos constituem-se basicamente por usinas termelétricas movidas por combustíveis fósseis, usinas a gás, usinas nucleares e usinas de cogeração. Um exemplo deste tipo de sistema é apresentado em países como a Inglaterra e a Itália.

O custo de produção de um sistema termelétrico, dentro de um horizonte de operação, é dependente das funções de custos operacionais de cada uma das usinas do sistema. Essas são definidas como uma função dos custos fixos de operação, dos custos variáveis de produção e dos custos de partida (SILVA, 2001). Matematicamente isto pode ser representado pela expressão (2.1).

$$F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \left\{ \left[C_v(P_{it}) + C_{f_i} \right] \cdot u_{it} + C_{s_i} \cdot u_{it} \cdot (1 - u_{i,t-1}) \right\} \quad (2.1)$$

em que:

I	total de unidade termelétricas;
i	índice de unidade geradora, tal que $i = 1, \dots, I$;
T	número de períodos de planejamento;
t	indicador do período de planejamento (hora) , tal que $t = 1, \dots, T$;
C_{f_i}	custo fixo da unidade geradora i , em R\$;
C_{s_i}	custo de partida da unidade geradora i , em R\$;
$C_v(.)$	custo variável da unidade geradora i , função do nível de geração da mesma, em R\$;
$P_{i,t}$	potência de saída da unidade i durante o estágio t , em MW;
u_{it}	Variável binária que sinaliza a operação da unidade i no estágio t (se igual a 1, unidade operando, se igual a 0, unidade desligada).

Além dos custos descritos anteriormente, a operação de uma unidade termelétrica apresenta restrições importantes, as quais precisam ser modeladas adequadamente no problema do despacho. Por exemplo, uma vez em operação, a unidade termelétrica, precisa permanecer um tempo em operação antes de ser desligada. Este tempo mínimo de operação está relacionado à restrição imposta pelo processo termodinâmico da unidade. De forma semelhante, depois do desligamento da unidade, esta deve permanecer um certo tempo parada. Este tempo mínimo de parada está relacionado à restrição imposta pelo processo de resfriamento da unidade (SILVA, 2001).

Outras restrições relacionadas com o funcionamento das unidades termelétricas são as rampas de partida e desligamento. Tais restrições referem-se ao número determinado de estágios que a unidade necessita para atingir seu limite mínimo operativo no momento que está sendo ligada ou desligada. Por último, apresentam-se as restrições de atendimento dos limites de operação, tal como ilustrado pela Figura 4

A formulação completa deste problema considera, além de todos os aspectos técnicos das termelétricas, a modelagem detalhada da rede de transmissão, tornando-se um problema do tipo não linear inteiro-

misto, isto é, contêm variáveis de decisão do tipo inteira, relacionadas à partida das termelétricas, e variáveis de decisão do tipo contínuas, relacionadas às quantidades despachadas dos geradores.

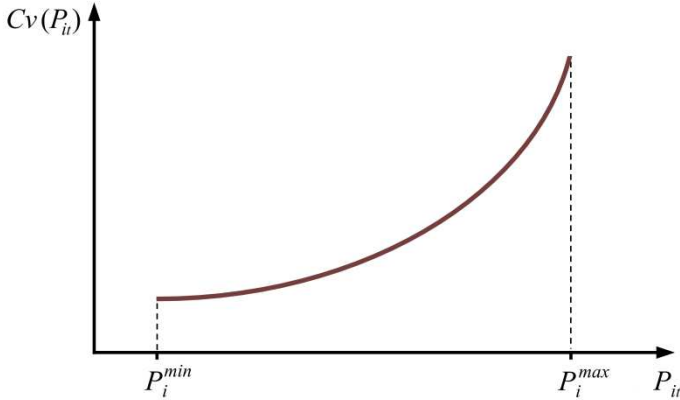


Figura 4: Função de Custo de Uma Usina Termelétrica. Fonte: SILVA (2001).

Aproximando a função de custo das unidades termelétricas e desprezando as restrições de partida e desligamento, bem como qualquer tipo de rampa, e também assumindo uma modelagem simplificada para a rede de transmissão, o DE, referente a um único estágio de tempo, para um sistema termelétrico pode ser modelado por meio das seguintes equações:

$$z = \text{Min} \sum_{i=1}^J c_i \cdot g_i \quad (2.2)$$

s.a:

$$\sum_{i=1}^J g_i = d \quad (2.3)$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \overline{g}_i \quad (2.4)$$

em que:

z	custo de operação a ser minimizado, em \$;
c_i	custo incremental de operação do gerador i , em \$/MWh;
g_i	produção de energia elétrica (variável de decisão), em MWh;
d	demanda de energia do sistema, em MWh;
\underline{g}_i	limite inferior de geração de cada gerador i , em MW;
\overline{g}_i	limite superior de geração de cada gerador i , em MW;

O modelo de otimização apresentado nas expressões (2.2) à (2.4) é um problema de Programação Linear (PL), no qual as restrições (2.3) e (2.4) estão relacionadas ao atendimento da demanda e os limites de capacidade de geração, respectivamente.

A solução do problema (2.2) a (2.4) pode ser obtida através de um despacho por ordem de mérito onde as unidades são acionadas em ordem crescente de custo unitário ofertados, até que a geração seja igual à demanda (SILVA, 2001).

Um conceito importante da teoria marginalista é o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema, definido como a variação do custo de operação do sistema quando há uma variação de 1 MWh na demanda, i.e, é derivada parcial da função objetivo (2.2) com relação à demanda. Pela teoria de Programação Linear (PL), pode-se deduzir que esta derivada é dada pela variável dual π_d , associada à Restrição (2.3) (PIERRE, 1986). Para o Problema (2.2) a (2.4), no qual a representação da rede é desconsiderada, um aumento da demanda seria atendido pelo aumento da geração do último recurso despachado, portanto, o CMO é considerado diretamente o custo incremental deste recurso, dado em \$/MWh.

2.3.2 Sistemas Hidrotérmicos

Uma característica importante dos sistemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica é o acoplamento temporal. Isso porque as decisões tomadas no presente influenciam nos custos envolvidos nas operações futuras, portanto o modelo do despacho hidrotérmico deve considerar o impacto de cada decisão nas consequências dos custos futuros e de possíveis déficits.

Uma característica inerente dos sistemas hidrotérmicos é a possibilidade de utilizar a água armazenada nos reservatórios para economizar combustíveis das unidades térmicas. Porém, a disponibilidade de água é limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Consequentemente, é evidenciada uma dependência entre decisões tomadas no presente e os custos operativos no futuro, isto é, uma decisão operativa hoje afeta o custo operativo no futuro.

Assim, um fator importante da relação existente entre as decisões tomadas em um estágio e as consequências futuras é a utilização da água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Por exemplo, se a decisão de despachar usinas hidrelétricas é tomada no presente, de modo a utilizar a maior quantidade de água nos reservatórios para atender a demanda, terão que ser despachadas usinas termelétricas em estágios posteriores se houver um período seco no futuro. Por outro lado, se os níveis dos reservatórios são mantidos elevados, despachando geração térmica no presente, os reservatórios poderão verter se houver um período úmido no futuro (SILVA, 2001). Estas situações são ilustradas na Figura 5.

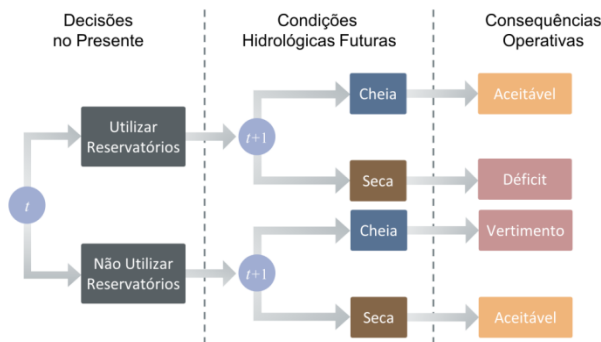


Figura 5: Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos. Fonte: SILVA (2001).

O fato de existirem incertezas nas condições hidrológicas futuras, no momento em que são tomadas as decisões, torna o despacho hidrotérmico um problema de natureza estocástica.

Pode-se concluir, então, que existe um valor indireto da água a ser levado em conta pelo operador do sistema no despacho hidrotérmico. Esse valor está associado ao benefício do uso imediato da água ou ao

benefício futuro de seu armazenamento, ilustrado de maneira mais explícita pela Figura 6.

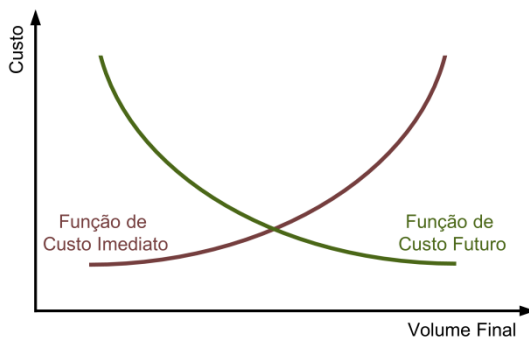


Figura 6: Funções de Custos Imediato e Futuro x Armazenamento. Fonte: SILVA (2001).

A Função de Custo Futuro (FCF) está relacionada ao custo esperado da geração térmica no estágio $t + 1$. Pode-se notar pela Figura 6 que quanto mais água for utilizada no estágio t , maior será o custo futuro, isto é, mais geração térmica terá que ser despachada do estágio $t + 1$ em diante. Por a sua vez, a Função de Custo Imediato (FCI) está relacionada com o custo da geração térmica no estágio t . Note que, quanto mais água é armazenada no final do estágio, mais geração térmica terá que ser despachada e maior será o custo imediato.

A curva FCF é um resultado do processo de solução do problema de otimização do despacho do sistema para diferentes níveis finais de armazenamento no estágio t .

Assim, pode-se deduzir que existe um valor para a água armazenada nos reservatórios, que é dado pela inclinação da curva FCF.

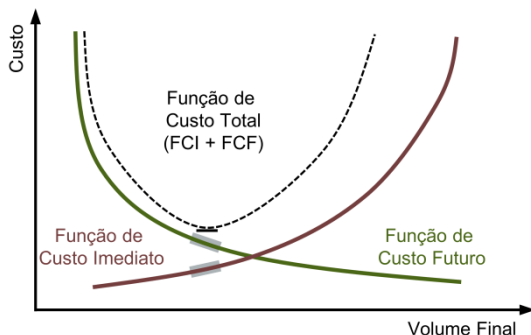


Figura 7: Uso Ótimo da Água em Sistemas Hidrotérmicos. Fonte: SILVA (2001).

O ponto ótimo de operação é dado pelo valor mínimo da Função de Custo Total (FCT), tal como ilustrado na Figura 7.

2.3.3 Formação de Preço e Etapas de Planejamento da Operação Energética do Sistema Elétrico Brasileiro

Em sistemas hidrotérmicos, como no caso do Sistema Brasileiro, o CMO apresenta uma volatilidade relacionada às incertezas das afluências. Esse fato é evidenciado na Figura 8, no qual o CMO apresenta valores quase nulos e chega até o custo incremental do déficit.



Figura 8: Volatilidade do CMO em Sistemas Hidrotérmicos. Fonte: SILVA (2001).

A acentuada volatilidade do CMO e a presença de usinas hidrelétricas em cascatas pertencentes a distintos proprietários conduziram à implementação de um modelo de despacho centralizado no Brasil.

O despacho centralizado é realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) que, com o objetivo de minimizar o custo de operação, procura aproveitar ao máximo os recursos hidrológicos do SIN.

A solução do problema de planejamento da operação é obtida por meio de uma cadeia de modelos, ilustrada na Figura 9. Inicialmente essa cadeia deveria ser compreendida do planejamento de médio prazo à programação diária da operação, mas essa última ainda não é considerada. Na modelagem adotada são consideradas apenas as afluições como variáveis aleatórias.

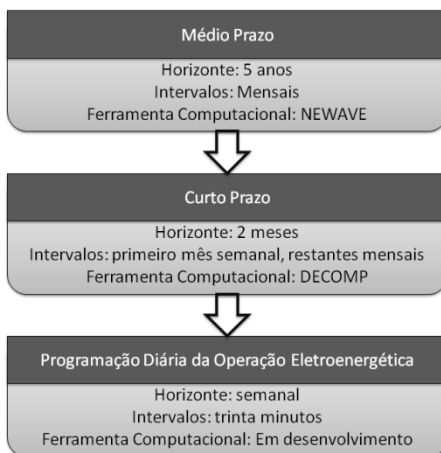


Figura 9: Etapas de Planejamento da Operação. Fonte: CAICEDO (2011).

Para a etapa de médio prazo é utilizado o modelo NEWAVE. Esse modelo considera um horizonte de cinco anos com decisões mensais e representação a sistemas equivalentes de energia. O objetivo do NEWAVE é determinar as políticas mensais de operação energética do SIN que visam o menor custo total de operação para o horizonte de estudo. É considerada a correlação temporal na previsão de energia afluente aos reservatórios equivalentes, a partir dos registros históricos de afluições. Como resultado, o NEWAVE fornece uma função de

custo futuro que é transferida para o modelo subsequente da cadeia. Com a função de custo futuro se modela o valor da água armazenada nos reservatórios. Esta função é usada para levar em conta o impacto da utilização da água em determinado momento no custo futuro de operação. Além da função de custo futuro, o NEWAVE fornece os CMOs de cada submercado do sistema para cada patamar de carga, calculados em base mensal.

Na etapa de curto prazo a ferramenta computacional utilizada é o DECOMP. Nesse modelo o horizonte considerado é de dois meses, para o primeiro mês as decisões são semanais e as vazões são consideradas conhecidas, e para o resto do horizonte as decisões tomadas são mensais e também são representadas as aleatoriedades das vazões afluentes. Para essa etapa as usinas são representadas individualmente e são considerados ainda aspectos elétricos da operação, sendo que a incerteza nas afluências é representada por meio de uma árvore de cenários. Como resultado o modelo DECOMP fornece os CMOs para cada patamar de carga e por submercado, em cada semana e meses do estudo.

São apresentados no próximo capítulo alguns aspectos da comercialização de energia elétrica, baseados na formação de preço e nas etapas de planejamento no Brasil, previamente explicadas neste capítulo.

3 ASPECTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Conforme comentado anteriormente, a partir da desregulamentação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) ocorrida ao longo das últimas décadas, o Estado deixa parcialmente o papel de provedor de serviços públicos para assumir a função de regulador. Com o objetivo de promover um marco regulatório estável, a expansão da oferta e um sistema de tarifas módicas para o consumidor final, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabeleceu o “Novo Modelo do Setor Elétrico”, no qual por meio de decretos regulamenta diferentes atividades no que diz respeito à energia elétrica. Entre os decretos constituídos encontra-se o Decreto nº 5.163, de 30/07/2004 que regulamenta a comercialização de energia elétrica. Essa atividade é coordenada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) conforme é estabelecida no Decreto nº 5.177, de 12/08/2004 e regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Neste capítulo serão apresentadas algumas regras e características da comercialização de energia elétrica no Brasil, enfatizando as principais opções e riscos dos agentes do mercado, bem como alguns mecanismos que existem para mitigar esses riscos.

3.1 REGRAS BÁSICAS DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL

A segurança de suprimento de energia elétrica é um dos principais objetivos do novo modelo setorial. Para atingir esse objetivo o modelo estabelece que todo o consumo de energia no SEB deve estar sustentado por contratos. Esta obrigação se aplica tanto para distribuidoras quanto para consumidores livres. Todos os contratos celebrados devem ser registrados na CCEE, além de conter os dados necessários fornecidos pelos agentes para possibilitar a contabilização de energia.

O novo modelo estabelece a contratação da demanda projetada pelas distribuidoras por meio de leilões de compra. No caso de energia nova, em que as usinas serão construídas, a contratação é feita entre cinco e três anos antes do período de entrega da energia, garantindo assim a expansão da oferta. Isto permite às distribuidoras gerenciar algumas incertezas associadas à evolução da sua demanda. A verificação

da cobertura contratual para as distribuidoras é realizada anualmente, enquanto que para os consumidores livres a verificação é mensal.

Para viabilizar os contratos financeiros de energia é necessário que se tenha um lastro físico de geração que assegure o suprimento da energia contratada de maneira sustentável. Esse lastro deve estar suportado por empreendimentos de geração ou por contratos de suprimento que, por sua vez, devem estar lastreados por empreendimentos de geração.

Para efeitos comerciais, cada usina de geração está associada a uma quantidade de energia elétrica denominada “garantia física”. Essa quantidade é outorgada pelo MME e calculada com base em critérios técnicos, levando em conta a garantia de suprimento de energia do sistema. Assim, o agente gerador pode negociar sua energia sem interferência do operador do sistema e, ao mesmo tempo, o operador do sistema pode programar o despacho das usinas sem restringir suas opções de natureza operacional.

Segundo estabelecido no artigo nº2 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, a garantia física corresponde à máxima quantidade de energia que o agente gerador pode utilizar para o atendimento dos seus contratos. Caso o agente gerador não possa honrar seus contratos por meio do seu próprio lastro de geração, este pode celebrar contratos de compras com terceiros.

3.2 MERCADO DE CURTO PRAZO

Como já foi descrito, todos os contratos realizados entre os agentes do mercado devem ser registrados na CCEE. Essa obrigação acopla os mercados de longo e médio prazo com o Mercado de Curto Prazo (MCP). A CCEE faz a contabilização e liquidação de todos os contratos realizados no médio e longo prazo, a diferença entre a quantidade contratada e quantidade realmente gerada ou consumida por cada agente é liquidada no MCP (CCEE, 2012a). Este processo é conhecido como o Balanço Energético na CCEE e é ilustrado na Figura 10.

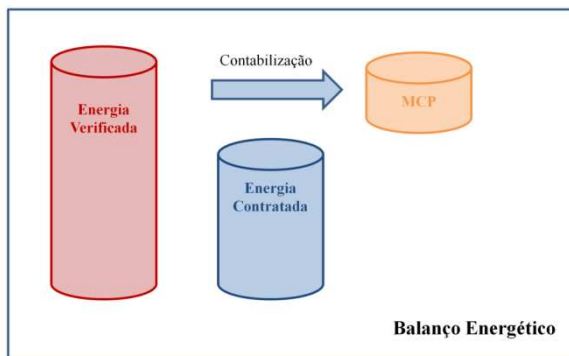


Figura 10: Balanço Energético na CCEE.

O MCP, conhecido também como o “Mercado de Liquidação de Diferenças”, procura zerar o saldo de cada participante no mercado. As diferenças são liquidadas ao preço de curto prazo ou Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado semanalmente pela CCEE para cada patamar de carga² e submercado³.

O CMO resultante do modelo DECOMP serve de base para o cálculo do PLD pela CCEE. No entanto, para o cálculo do PLD são considerados, além do CMO fornecido pelo DECOMP, um valor máximo e um valor mínimo (também conhecidos como o teto e piso do PLD). O piso é atualizado anualmente com base no custo variável da usina de Itaipu. Para o cálculo do teto do PLD considera o menor valor da declaração de preço da usina termelétrica mais cara com capacidade maior que 65 MW, determinado pelo Programa Mensal da Operação Eletroenergética (PMO) do mês de janeiro do ano correspondente.

3.3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

A comercialização de energia no SEB é feita em dois ambientes, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), como ilustrado na Figura 11.

²Período que compreende determinado número de horas e caracterizado pela ocorrência de valores similares de carga do sistema elétrico. Para cálculo do PLD são definidos três Patamares de Carga (Leve, Média e Pesada) pelo ONS.

³Subdivisões do SIN cujas fronteiras são definidas em função da presença de restrições relevantes de transmissão ao fluxo de energia elétrica no sistema.



Figura 11: Ambientes de Contratação de Energia.

A comercialização de energia no ACR abrange a contratação de concessionárias de serviços públicos de distribuição e consumidores cativos, atendidos pelo distribuidor local e com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. A contratação no ACR é realizada por meio de leilões públicos de compra ou de ajuste, onde participam como vendedores agentes de geração e comercializadoras. Os contratos celebrados nesse ambiente são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

No novo modelo as distribuidoras perdem a possibilidade de assinar contratos de “*self-dealing*”, o que significa que não é permitido comprar energia do mesmo grupo empresarial. Agora as empresas distribuidoras com geração local ou autoprodução concorrem de igual maneira com as demais empresas geradoras, tanto no ACR quanto no ACL.

No ACL é onde ocorrem as transações de compra e venda de energia entre consumidores livres e empresa de geração e comercializadoras. Destaca-se que para ser um consumidor livre deve-se ter uma potência instalada superior a 3MW. Todo contrato realizado no ACL tem suas cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes. Esses contratos são denominados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Existem alguns tipos de contratos mais comuns que serão descritos em seções mais adiante.

3.3.1 Fontes Incentivadas e Consumidores Especiais

Na presença de escassez ou execução de projetos de grande porte o governo, por meio da Resolução Normativa 247/2004, incentivou a construção de fontes alternativas como proposta para aumentar a oferta de energia no mercado em um horizonte de tempo reduzido. Além das fontes alternativas serem fontes mais viáveis no ponto de vista de custos e tempo de execução, as mesmas minimizam o impacto ambiental em relação às fontes mais poluidoras como as de carvão, diesel e óleo combustível. Destaca-se também, acerca das fontes alternativas, a característica de serem construídas próximas aos centros de cargas, o que descongestionam o uso das redes de transmissão e distribuição de energia.

Podem ser consideradas como fontes alternativas as seguintes fontes:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas⁴;
- Centrais Geradoras Hidrelétricas⁵;
- Geração solar, eólica ou biomassa;
- Cogeração Qualificada (produção simultânea de duas formas de energia – geralmente energia elétrica e vapor – a partir de uma única fonte de energia).

A denominação de fontes incentivadas faz referência aos descontos maiores ou iguais a 50% dos encargos de tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), estabelecidos pela Resolução Normativa 247/2004 (CCEE, 2012b).

As fontes incentivadas que recebem 100% de desconto na TUSD são:

- Energia gerada a partir de PCHs que entraram em operação até dezembro de 2003;

Energia proveniente de aproveitamentos de aterros sanitários, as fontes incentivadas que recebem 50% de desconto na TUSD são:

- Energia gerada a partir de PCHs que entraram em operação após dezembro de 2003;

⁴Usina de pequeno porte com capacidade instalada maior do que 1 MW e no máximo 30 MW com tamanho de seu reservatório menor ou igual a 3 km² (ANEEL, 2012).

⁵Usinas com potência instalada de até 1.000 kW (1 MW).

- Empreendimentos com potência instalada inferior a 1 MW;
- Empreendimentos de energia solar, eólica e biomassa que injetem menos de 30 MW no SIN.

O gerador pode perder totalmente o desconto caso complemente sua venda com contratos de compra de energia convencional em um montante superior a 49% da sua Garantia Física. Dessa forma, o desconto que a Distribuidora ou Transmissora efetua ao gerador é de 50%, 100% ou zero por usina.

Com a Resolução Normativa 247/2006 publicada pela ANEEL da Lei nº 9.427 de dezembro de 1996, Art. 26 foi criada a figura de Consumidor Especial, caracterizado basicamente por ter demanda de 500kW até 3000kW conforme se pode observar na Figura 12. Por meio da Lei nº 11.943/05 se estabelece que os Consumidores Especiais possam ser atendidos em qualquer nível de tensão e com contratos de compra de energia procedente exclusivamente de usinas com energia incentivada. Esses contratos são denominados Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI).



Figura 12: Elegibilidade entre Consumidores Livres e Especiais.

Entre os consumidores especiais se encontram, dentre outras cargas, supermercados, *shoppings centers* e condomínios, na qual este tipo de consumidor pode negociar a sua energia no mercado livre desde que a energia comercializada provenha de fontes incentivadas, criando um nicho de comercialização de energia interessante entre eles.

Conforme estabelecido na legislação, os consumidores livres e especiais possuem o direito de receber os descontos na TUSD e TUST que recebem as suas fontes vendedoras. Portanto, um agente gerador

com fontes incentivadas que negocia contratos com um agente livre pode-se aproveitar desses descontos. Este poderia ofertar um preço mais alto pela energia vendida sem perder a competitividade com as fontes convencionais, por exemplo, considerando um consumidor livre que paga pela energia um preço de R\$110/MWh oriunda de fontes convencionais mais R\$140/MWh pelo uso do sistema de distribuição (um total de R\$250/MWh), com estes mesmos valores, uma fonte incentivada recebe um desconto de pelo menos R\$70/MWh pelo uso do sistema de distribuição, portanto, o agente gerador pode cobrar para o consumidor livre um valor pela energia de até R\$180/MWh, mantendo a atratividade com relação às fontes convencionais.

3.3.2 Tipos de Contrato no ACL

Para mitigar os riscos relacionados à volatilidade dos preços da energia no MCP, os agentes geradores e comercializadores podem empregar ferramentas como os contratos bilaterais para garantir um retorno mínimo.

Embora os contratos representem certa estabilidade tanto para o vendedor quanto para o comprador, dado a volatilidade das receitas obtidas no mercado de curto prazo, estes incorrem em três tipos de riscos principais: quando a venda e compra ocorrem em submercados diferentes; quando não há geração suficiente para honrar os contratos ou quando as quantidades contratadas não são suficientes para atender o consumo. Estes dois últimos estão diretamente relacionados ao balanço energético realizado pela CCEE e depende da ótica do tipo de agente.

Sob a ótica do agente comprador, quando o consumo do agente é maior que seu contrato de compra, a CCEE liquida a diferença negativa ao PLD, esse processo pode ser entendido como se o agente “comprasse” energia no MCP. No caso contrário, quando o contrato de compra é maior que o consumo verificado, o agente “vende” a diferença positiva no MCP ao PLD (TOLMASQUIM, 2011). Estas situações são ilustradas na Figura 13.

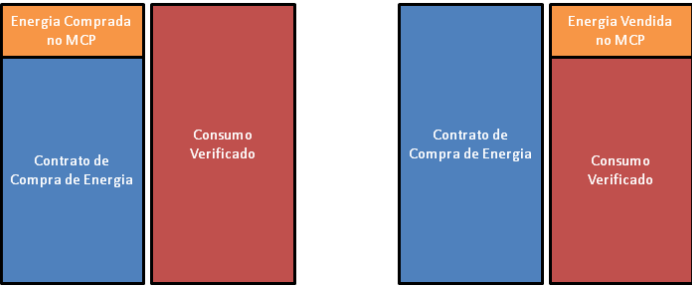


Figura 13: Risco de Exposição no MCP sob a Ótica do Agente Comprador.

Sob a ótica do agente vendedor a situação depende da energia alocada ou geração verificada. Como ilustrado na Figura 14, quando a geração verificada é menor que o montante estabelecido no contrato de venda, o agente vendedor tem que comprar a diferença negativa, valorada ao PLD, no mercado de curto prazo da CCEE. Por outro lado, quando a geração verificada é maior que o montante estabelecido no contrato de venda, a diferença positiva é vendida no MCP ao PLD (TOLMASQUIM, 2011).

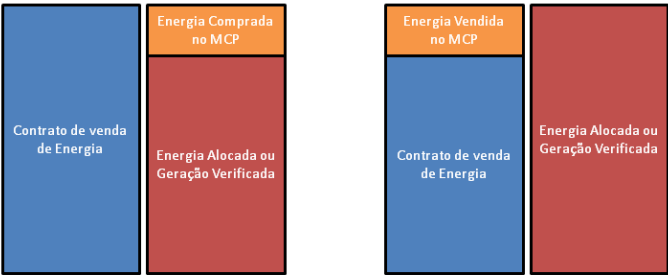


Figura 14: Risco de Exposição no MCP sob a Ótica do Agente Vendedor.

Na sequência, são explicados dois desses tipos de contratos utilizados no setor.

➤ CONTRATOS FIXOS

Neste tipo de contrato as partes negociam um preço fixo de longo prazo, se especificam quantidade, qualidade e data de entrega ou período (se especifica a data de início e fim) do contrato, a data de pagamento

após a entrega dos bens e penalizações no caso de descumprimento do contrato.

➤ CONTRATOS COM FLEXIBILIDADE

Devido à incerteza na demanda de energia, um consumidor fica exposto ao preço do mercado de curto prazo no qual o PLD apresenta certa volatilidade como já foi descrito anteriormente. Isto motivou os agentes de comercialização a criarem uma opção de flexibilidade no montante de energia em seus contratos bilaterais como é ilustrado na Figura 15. Desta forma a exposição provocada pela variação na carga é transferida ao agente de geração. Estes podem administrar de maneira mais adequada os riscos envolvidos nas exposições por possuírem, geralmente, um portfólio com diferentes empreendimentos de geração.

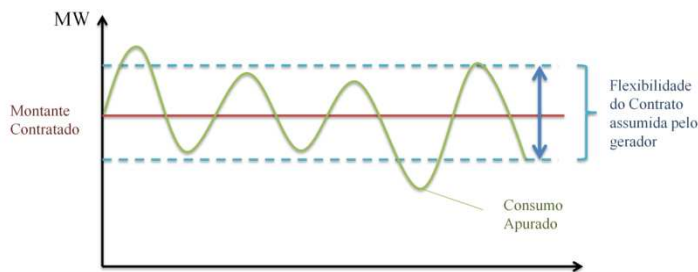


Figura 15: Flexibilidade no Montante Contratado em Contratos.

Assim, para um contrato com flexibilidade de 10% na energia fornecida, com um determinado Montante de Contratação (MC) e Consumo Apurado (CA), é possível notar o repasse do vendedor e a exposição ao MCP como descrito na Tabela 2:

Tabela 2: Contrato com Flexibilidade: Repasse de energia do vendedor e exposição ao mercado de curto prazo, por nível de Consumo Apurado (CA).

Consumo Apurado	Repasse de Energia do Vendedor	Exposição do Consumidor no mercado de curto prazo (SPOT)
< 90% MC	90% MC	+ (90% MC – CA)
Entre 90 e 110% MC	CA	Sem exposição
> 110% MC	110% MC	- (110% MC – CA)

Em compensação à exposição assumida pelo gerador, este recebe um prêmio cobrando um preço maior pela energia no contrato bilateral.

3.4 O EXCEDENTE FINANCEIRO E O TRATAMENTO DAS EXPOSIÇÕES

Como já foi tratado no Capítulo 2, o sistema brasileiro é dividido em quatro submercados as quais são interligadas pelo sistema de transmissão de alta tensão. Essa divisão é feita com o fim de simplificar a operação, o planejamento e a administração do mercado de energia do SIN. Em consequência dessa divisão, quatro PLDs resultam da formação de preço, cada um referente a um submercado.

Constantemente no SIN há submercados importando energia e outros exportando. A importação ou exportação dos submercados depende da quantidade de energia disponível e a quantidade de demanda a ser atendida no respectivo submercado. Assim, um submercado exporta energia se a geração disponível for maior que o consumo interno. De modo contrário, o submercado terá que importar energia para atender seus requisitos.

O sistema de transmissão que permite os intercâmbios entre os submercados apresenta restrições. Essas restrições podem impedir o fluxo de energia para atendimento da demanda. Isso, por sua vez, reflete diretamente no cálculo dos PLDs para cada submercado. Portanto, pode haver uma diferença de PLDs entre os submercados em decorrência dos limites dos intercâmbios energéticos entre as regiões do SIN.

A diferença de PLDs entre submercados têm como resultado o excedente financeiro. A Figura 16 apresenta um exemplo de formação do excedente financeiro para apenas dois submercados.

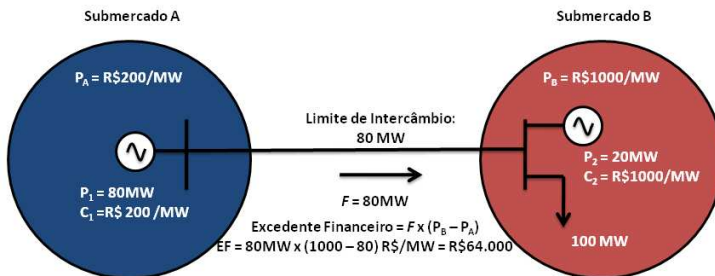


Figura 16: Exemplo de formação do excedente financeiro para apenas dois submercados.

Toda a energia exportada é valorada ao preço do submercado onde foi gerada. O preço do mercado importador deve ser maior que o preço do mercado exportador, o que resulta em um saldo positivo após as liquidações de compra e venda de energia no MCP, como é exemplificado na Figura 16. Esse saldo positivo é conhecido como o excedente financeiro e valorado pela diferença entre os preços dos submercados. Se a diferença entre os preços dos submercados é nula, não há excedente financeiro, pois resulta um mesmo preço para ambos submercados. Embora sobre um excedente financeiro no mercado, este não pertence a nenhum dos agentes, já que toda a energia comercializada foi contabilizada e liquidada ao preço do mercado onde foi medida.

Outra consequência da diferença de PLDs entre submercados é a exposição, positiva ou negativa, de agentes em um determinado submercado. Quando um submercado é tipicamente importador, os consumidores nele precisam fazer contratos de compra com fontes localizadas em submercados diferentes para atender a sua demanda. Isto pode gerar ao vendedor do contrato uma exposição financeira em função da diferença entre os PLDs dos submercados.

No submercado onde o vendedor tem as suas usinas, a energia produzida será liquidada pela CCEE ao preço daquele submercado, isto por causa de que nele ocorreu a produção de energia. Para atender seu contrato, o vendedor terá que comprar na CCEE a quantidade de energia acordada no contrato ao preço do submercado de destino, porque nele existe o contrato, mas o agente não tem produção (CCEE, 2012c).

Se os PLDs entre os submercados são iguais o vendedor não ficará exposto. Mas se os preços forem diferentes o agente ficará exposto em função da diferença entre os preços multiplicada pela quantidade contratada.

3.5 PENALIDADE POR INSUFICIÊNCIA DE LASTRO DE ENERGIA PARA VENDA DE ENERGIA

No marco regulatório da reestruturação do setor elétrico, sustentada pela Lei nº 10.848/04, foram estabelecidas as condições de comercialização de energia e potência. Dentre essas condições contidas no Decreto nº 5.163/04 se encontram as que tratam do lastro de energia especificamente como já foi descrito em sessões anteriores deste capítulo. Caso o lastro de energia do agente gerador não seja suficiente

para atender seus contratos de venda este será penalizado. A CCEE notificará o agente mensalmente em quanto estará penalizado por insuficiência de lastro de energia (CCEE, 2012d).

O cálculo da penalidade por insuficiência de lastro de energia é feito pela CCEE mensalmente, sendo apurado com base nas exposições dos 12 meses precedentes ao mês de referência. A apuração feita pela CCEE pode ser ilustrada por meio do seguinte exemplo ilustrativo: Considere que é necessário calcular a penalidade de um agente X no mês de Maio de 2013, considerando, por exemplo, que o agente possui um contrato de venda 100 MWh/mês e que a garantia física mais contratos de compra é representada na Figura 17, a seguir.

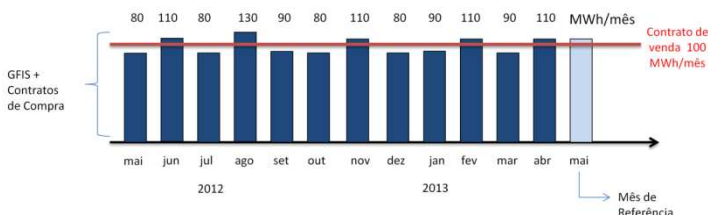


Figura 17: Sazonalização da Garantia Física e Contratos de Venda para o Cálculo de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia.

O cálculo da penalidade é feito por meio do balanço energético mês a mês do período em interesse (maio/2012 – abril/2013). Esse balanço é apurado entre as quantidades dos contratos de compra mais garantia física do mês (conhecido no arcabouço da CCEE como recursos) e as quantidades dos contratos de venda de energia mais o consumo do agente (conhecido como requisitos). Isto tem que ser feito para os últimos 12 meses precedentes ao mês de referência. Calculados os recursos e os requisitos de cada mês no período usado para apuração é possível calcular o saldo do lastro de energia, SLE, por meio da seguinte formulação:

$$SLE = \sum_{t=1}^{12} (recursos_t - requisitos_t) \quad (3.1)$$

O saldo de lastro de energia para o exemplo ilustrativo desta seção seria de -40 MWh, o que implica em uma insuficiência de lastro

de energia. O preço ao qual será pago a penalidade pelo agente é o maior valor entre o Valor de Referência (VR) e a média dos PLDs. O VR para o ano 2013 publicado pela ANEEL é de R\$ 163,04/MWh, para o exemplo ilustrativo desta sessão é considerado que a média dos PLDs é R\$ 150/MWh. Sendo assim, o maior valor escolhido entre o VR e a média dos PLDs é o VR = R\$ 163,04/MWh. Calculando a penalidade do agente no mês de referência temos:

$$\text{Penalidade} = \frac{1}{12} (50\text{MWh}) \cdot \text{R\$}164,94/\text{MWh}$$

(3.2)

$$\text{Penalidade} = \text{R\$ } 687,25$$

Observa-se, então, que existe um valor a ser pago pelo agente que impacta a sua receita. Nota-se que esse valor é calculado com base em uma média anual, o que justifica a divisão do valor da penalidade por 12.

3.6 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

O SIN se caracteriza por ser um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância de recursos hidráulicos. Devido à incerteza nas vazões afluentes, cada gerador no Brasil é despachado segundo o resultado do despacho centralizado realizado pelo ONS; portanto, os agentes geradores não têm domínio sob a sua produção de energia, independentemente de seus compromissos de venda de energia realizados em base nas garantias físicas. Diante disso, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que procura compartilhar entre seus integrantes os riscos hidrológicos relacionados à comercialização de energia dos geradores hidrelétricos despachados centralizadamente (CCEE, 2012e). O MRE abrange todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente. As PCHs podem escolher se participam do MRE.

Devido à grande extensão territorial no Brasil, há diferenças dos comportamentos na hidrologia entre cada sub-região do país, ou seja, os períodos secos e úmidos não coincidem para cada sub-região, o que demanda um constante intercâmbio de energia entre os submercados.

Embora não exista concordância no comportamento hidrológico entre cada submercado, há uma complementaridade entre eles. Apesar da produção individual de cada usina hidrelétrica não ser estável, a complementaridade hidrológica entre os submercados faz com que a produção total do SIN seja mais estável, o que justifica a criação do MRE.

Além da justificativa anterior, outro fator importante que explica a instituição do MRE é a existência de usinas hidrelétricas em cascatas. Nessas configurações, a operação ótima de cada usina não necessariamente corresponde à operação ótima global do sistema. Isto gera riscos de venda de longo prazo causados pelo gerenciamento centralizado dos reservatórios do sistema, os quais são minimizados e compartilhados entre os agentes que integram o MRE.

Assim no processo de contabilização da CCEE, o MRE garante que todas as usinas participantes deste atinjam as suas garantias físicas independentemente da produção real de energia, desde que a geração total no MRE não seja menor que a garantia física total das usinas que compõem esta instituição. Basicamente, o MRE realoca o excedente de energia das usinas que geraram acima da sua garantia física (superavitárias), para as usinas que geraram abaixo (deficitárias).

Se o total da garantia física do MRE for atingida, então cada usina participante do MRE terá alocação igual à sua garantia física calculada. O excedente de energia no MRE, resultante das usinas que geraram acima da sua garantia física, é alocado para aquelas usinas que apresentam déficit em relação a sua garantia física. Essa alocação é feita, prioritariamente, entre as usinas localizadas em um submercado, como é descrito na Figura 18.

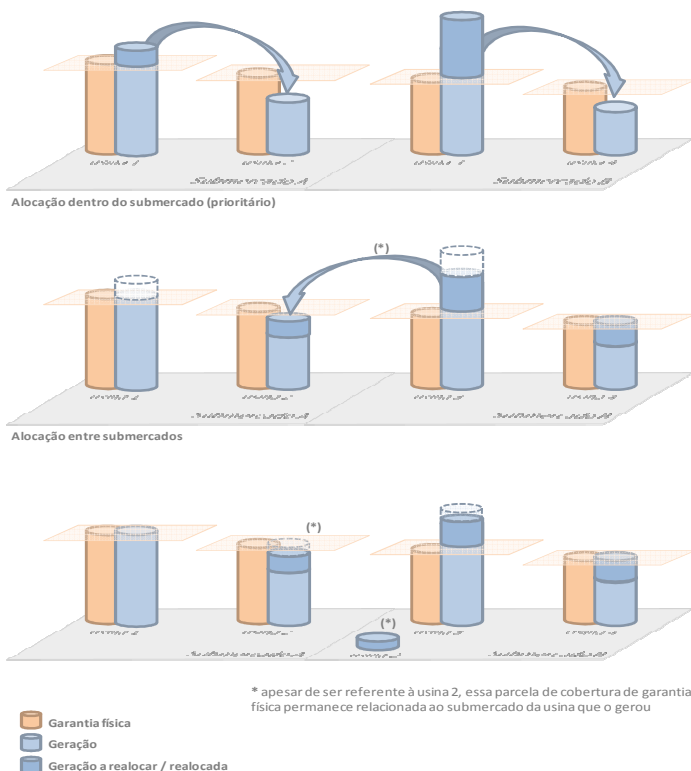


Figura 18: Alocação de Energia no MRE. Fonte: CCEE (2012e).

O excedente de energia de um submercado, resultante da alocação do mesmo, é disponibilizado para outro submercado deficitário até atingir as suas garantias físicas.

Ressalta-se que, contabilmente, a energia alocada permanece vinculada ao submercado onde ela foi gerada, não havendo transferência física de energia elétrica para o submercado onde se localiza a usina com déficit de geração em relação à garantia física.

Caso a energia total gerada no MRE seja maior que o total da garantia física do sistema, o excedente será rateado entre as usinas integrantes do MRE, essas usinas receberam uma parte de esse eventual excedente além de suas garantias físicas. Esse excedente é chamado de “Energia Secundária” e é alocado para todas as usinas do MRE na proporção da sua garantias físicas estabelecidas.

A alocação de energia secundária também é rateada proporcionalmente entre todas as usinas que participam do MRE. Igual ao processo de alocação de garantia física no MRE, a energia secundária alocada permanece vinculada ao submercado onde ela foi gerada.

A energia realocada dentro do MRE é liquidada por meio da Tarifa de Energia de Otimização⁶ (TEO), que é calculada tendo como referência os custos variáveis associados à operação e compensações financeiras pelo uso da água. Esta tarifa, expressa em R\$/MWh, é calculada pela ANEEL para compensar a energia por cada um dos agentes que participa do MRE.

3.7 SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA

A sazonalização é processo pelo qual a garantia física, dada em valores anuais médios [MWmed], é convertida em quantidades mensais conforme é apresentado na Figura 19, expressa em termos de energia [MWh]. Esses valores são ajustados em função da média de suas perdas internas associadas à operação. O processo é feito respeitando os limites de potência da usina.

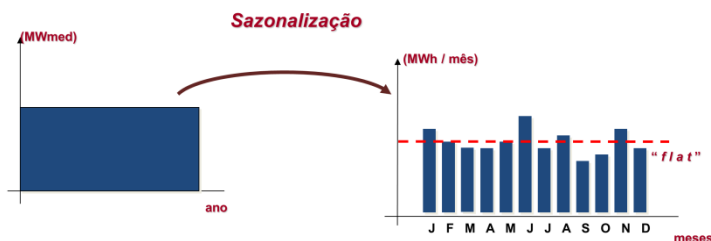


Figura 19: Sazonalização da Garantia Física Anual em Patamares Mensais.

Cada agente do mercado deve manifestar no mês de dezembro para a CCEE a sua alocação da energia mês a mês a ser comercializada no seguinte ano, isto é, a sazonalização da garantia física feita pelo agente. Se isto não é feito a CCEE considerará em *flat* a sazonalização do agente, tal como é descrito na Figura 19.

O processo de sazonalização é importante para um agente gerador devido à flexibilidade que este oferece, assim, o agente pode escolher

⁶O valor da TEO, publicado pela ANEEL, para o ano 2013 é de R\$10.04/MWh (ANEEL, 2012).

estrategicamente em alocar mais energia para um dado mês no qual, por meio das projeções feitas, os lucros serão maiores para o agente gerador.

4 OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA

Neste capítulo será apresentada a modelagem de problemas de programação estocástica, bem como algumas metodologias para resolver esse tipo de problema. Por último será detalhada a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), a qual caracteriza-se por ser uma metodologia eficiente para a solução de problemas multiestágio convexas e de grande porte.

Embora a teoria de otimização estocástica citada neste capítulo esteja referida só a problemas de minimização de custos, os mesmo conceitos podem ser utilizados para problemas de maximização.

4.1 MODELAGEM DE PROBLEMAS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR ESTOCÁSTICA

Na literatura, problemas de Programação Linear (PL) que envolvem informação incerta são conhecidos como problemas de Programação Linear Estocástica (PLE). O tratamento dessa informação deve ser o mais detalhado possível de forma a representar a incerteza de maneira precisa. Portanto, uma questão importante nesse tipo de problema é o processo estocástico necessário para a representação das variáveis aleatórias. Nesse sentido, uma maneira prática de levar em conta esse processo é fazer uso da Função de Densidade de Probabilidade (FDP) para incluir as variáveis adequadamente no problema.

Problemas de PLE caracterizam-se por serem de múltiplos estágios, em que as decisões tomadas a cada estágio precisam ser não antecipativas⁷. Um problema de PLE multi-estágio pode ser formulado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min_{x_1 \in X_1} & \left\{ c_1^T x_1 + E \left[q_2 (x_1, \xi_2) \right] \right\} \\ \text{s.a. : } & A_1 x_1 = b_1 \end{aligned} \tag{4.1}$$

⁷Uma decisão não antecipativa garante que a decisão tomada no presente deve ser única para todos os cenários que têm o mesmo passado e presente.

em que, X_1 define uma região convexa definida pelas restrições que compõe o Problema (4.1), sendo que para $t = 2, \dots, T-1$:

$$q_t(x_{t-1}, \xi_t^{\omega_t}) = \lim_{x_t^{\omega_t} \in X_t^{\omega_t}} \{c_t^T x_t^{\omega_t} + E[q_{t+1}(x_t^{\omega_t})]\} \quad (4.2)$$

e para $t = T$:

$$\begin{aligned} q_T(x_{T-1}, \xi_T^{\omega_T}) &= \min_{x_T^{\omega_T}} c_T^T x_T^{\omega_T}, \\ \text{s.a.: } B_T x_{T-1} + A_T x_T^{\omega_T} &= b_T^{\omega_T}. \end{aligned} \quad (4.3)$$

em que:

T	número total de estágios do problema;
t	índice de estágios, em que $t = 1, \dots, T$;
ξ_t	realizações possíveis da variável aleatória no estágio t ;
ω_t	índice de uma determinada realização de ξ_t no estágio t ;
$x_t^{\omega_t}$	vetor de decisões do estágio t , associado a ω_t ;
c_t	custo incremental associado às decisões do estágio t ;
$E[f(\cdot)]$	valor esperado de $f(\cdot)$;
$q_t(x_{t-1}^{\omega_{t-1}}, \xi_t^{\omega_t})$	função contínua que descreve custo do estágio t associada à realização $\xi_t^{\omega_t}$ e decisão $x_{t-1}^{\omega_{t-1}}$;
B_t, A_t	matriz coeficientes das restrições lineares que definem o poliedro convexo do problema no estágio t ;
$b_t^{\omega_t}$	vetor da função de $\xi_t^{\omega_t}$.

Considera-se que no problema do primeiro estágio a informação é conhecida, portanto, existe apenas uma realização das variáveis aleatórias, i.e., $\omega_1 = 1$. A partir do segundo estágio em diante são consideradas as incertezas das variáveis aleatórias.

Ressalta-se que a representação do valor esperado por meio da uma FDP contínua faz com que a solução do problema (4.1) a (4.3) não seja computacionalmente viável para problemas práticos. Portanto, faz-se necessário a discretização das variáveis aleatórias a partir do segundo estágio com o fim de resolver o problema eficientemente. Assim, o vetor ξ_t é a amostra em um número significativo de realizações com o objetivo de representar a FDP contínua da forma mais apropriada. Com isso, obtém-se, então, um conjunto finito de realizações de dimensão N_t , $[\xi_t^1, \dots, \xi_t^{N_t}]$, com suas respectivas probabilidades definidas por $p_t^{\omega_t}$, $[p_t^1, \dots, p_t^{N_t}]$. A partir do anterior, é possível definir o valor esperado Q_t como:

$$Q_t(x_{t-1}^{\omega_{t-1}}) = E[q_t(x_{t-1}^{\omega_{t-1}}, \xi_t^{\omega_t})] \cong \sum_{\omega_t=1}^{N_t} p_t^{\omega_t} q_t(x_{t-1}^{\omega_{t-1}}, \xi_t^{\omega_t}) \quad (4.4)$$

Deste modo, o problema completo pode ser formulado por meio de um PL único como apresentado a seguir:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1^T x_1 + \sum_{t=2}^T \sum_{\omega_t=1}^{N_t} p_t^{\omega_t} c_t^T x_t^{\omega_t} \\ \text{s.a.:} \quad & A_1 x_1 = b_1 \\ & B_t x_{t-1}^{\omega_{t-1}} + A_t x_t^{\omega_t} = b_t^{\omega_t}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

em que $t = 2, \dots, T$ e $\omega_t = 1, \dots, N_t$.

As realizações das variáveis aleatórias do problema (4.5) podem ser representadas por grafos conhecidos como árvore de cenários. A Figura 20 ilustra uma árvore de cenários para um problema de quatro estágios e três discretizações por estágio. Destaca-se que para a árvore de cenário ilustrada na Figura 20 os círculos são definidos como nós, os quais representam as decisões para cada realização $\xi_t^{\omega_t}$ amostrada. O caminho que interliga cada um dos nós da árvore desde o primeiro estágio até o último é definido como um cenário. De tal modo, a probabilidade associada a cada nó da árvore de cenários é calculada por meio da probabilidade associada de todos os nós antecessores. Por

exemplo, considerando que a probabilidade de ocorrência de cada nó na Figura 20 é dada por $p_t^{\omega_t}$, tem-se que a probabilidade de ocorrência do cenário associado a $\omega_3 = 2$ é dada pelo seguinte produto: $p_2^1 p_3^2$.

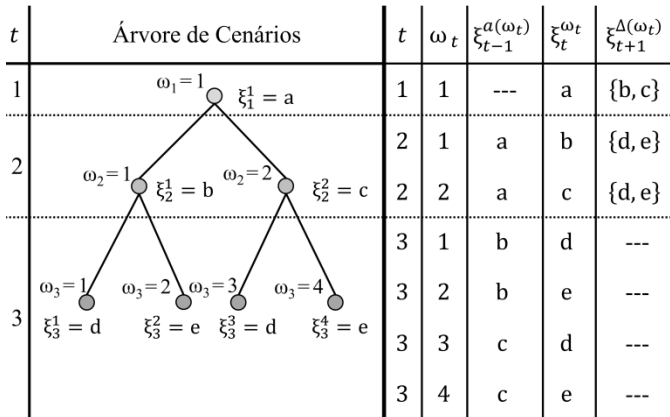


Figura 20: Árvore de cenários para três estágios. Fonte: (LARROYD, 2012).

Os parâmetros associados à árvore ilustrada na Figura 20 podem ser definidos como:

$\xi_t^{\omega_t}$	realização da variável aleatória associada ao nó da árvore de cenários ω_t no estágio t ;
$a(\omega_t)$	nó antecessor ao nó ω_t ;
$\xi_{t-1}^{a(\omega_t)}$	realização associada ao nó antecessor do nó ω_t ;
$\Delta(\omega_t)$	conjunto de nós sucessores ao nó ω_t , de dimensão N_t ;
N_t	termo referente à dimensão dos conjuntos $\Delta(\omega_t)$ que, para uma árvore de amostras comuns, é denominado como o número de aberturas da mesma;
$\xi_{t+1}^{\Delta(\omega_t)}$	conjunto de realizações associadas aos nós sucessores do nó ω_t .

Um dos aspectos importantes em problemas de PLE diz respeito à construção da árvore de cenários. Embora existam diferentes estratégias que podem ser utilizadas para a construção de árvores de cenários, uma estratégia bastante utilizada na literatura que atende as condições necessárias para a construção das mesmas baseia-se no método de Monte Carlo. Assim, uma vez que cada variável aleatória possua uma FDP contínua, é possível gerar a partir do método de Monte Carlo n_t amostras para cada estágio do problema, em que cada amostra tem a mesma probabilidade de ocorrência, $1/n_t$, considerada cada realização independente das outras. Essa estratégia descrita anteriormente na literatura é conhecida como amostra Independente e Identicamente Distribuída (IID); conseqüentemente, o valor esperado de uma mostra IID de realizações sucessoras $\xi_{t+1}^{\Delta(\omega)}$ de tamanho n_{t+1} pode ser aproximada pelo valor médio:

$$E \left[q_t \left(x_{t-1}^{\omega_{t-1}}, \xi_t^{\Delta(\omega_{t-1})} \right) \right] \cong \frac{1}{n_t} \sum_{\omega_t \in \Delta(\omega_{t-1})} q_t \left(x_{t-1}^{\omega_{t-1}}, \xi_t^{\omega_t} \right) \quad (4.6)$$

A representação de problemas de PLE via árvore de cenários torna o problema viável e consideravelmente representativo em relação ao problema original, visto que a FDP continua das variáveis aleatórias é substituída por conjuntos de amostras discretas via método de Monte Carlo, como descrito anteriormente. Naturalmente, a representação do problema original depende do número de amostras das variáveis aleatórias, que para um número grande de estágios e variáveis. Para isso faz-se necessário à utilização de metodologias que decompõe o problema completo de PLE com o intuito de diminuir o esforço computacional. Nas seções seguintes são citados alguns desses métodos numéricos e como os mesmos podem ser adaptados para resolver o problema da comercialização de energia de fontes alternativas.

4.2 DECOMPOSIÇÃO ANINHADA

O método da Decomposição Aninhada (DA) é amplamente utilizado na literatura para resolver problemas de PLE. A DA decompõe o problema de PLE em subproblemas associados a cada um dos nós da árvore de cenários. Primeiramente será explicada a DA para resolução

de um PLE linear de dois estágios. No entanto, a metodologia da DA pode ser estendida para problemas multiestágio, como é o caso do problema a ser resolvido neste trabalho.

A DA procura resolver o problema do primeiro estágio e, na sequência, resolver os subproblemas do segundo estágio de maneira recursiva. Assim, os subproblemas são resolvidos no sentido direto do tempo desde o primeiro até o segundo estágio, repassando a informação da solução do estágio atual para os subproblemas do estágio subsequente. Depois de atingido o segundo estágio, é iniciado processo no sentido inverso de tempo, em que são agregadas informações provenientes dos estágios futuros de forma recursiva. As informações repassadas para os nós antecessores podem ser interpretadas como restrições de otimalidade que representam o custo futuro dos nós subsequentes na árvore de cenários.

Com base no que já foi descrito anteriormente, pode-se resumir o algoritmo da DA em duas etapas: (i) *Forward*: relacionada com as recursões diretas no tempo em que é resolvido o problema de cada nó da árvore com base na informação disponível do futuro, repassando a informação das variáveis de estado desde o primeiro estágio até o último; (ii) *Backward*: associada às recursões inversas no tempo na qual a informação relacionada aos custos futuros é aproximada por restrições lineares conhecidas como Cortes de Benders (BENDERS, 1962). Essa informação é repassada, e cada estágio t para os nós antecessores até atingir o primeiro estágio.

Matematicamente o PLE de dois estágios a ser solucionado pela DA pode ser formulado da seguinte maneira:

$$z := \min c_1^T x_1 + \sum_{\omega_2 \in \Delta(\omega_1)} p_2^{\omega_2} c_2^T x_2^{\omega_2} \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} s.a: & A_1 x_1 = b_1 \\ & A_2 x_2^{\omega_2} + B_2 x_1^{a(\omega_2)} = b_2^{\omega_2} \end{aligned} \quad (4.8)$$

É possível dividir o Problema (4.7) e (4.8) em subproblemas para cada estágio, no qual as decisões do subproblema do primeiro estágio são consideradas condições iniciais para os subproblemas do segundo estágio, mantendo assim o acoplamento temporal. Essas decisões devem

de ser atualizadas iterativamente até atingir o mínimo valor da função objetivo do problema.

Assim, na DA, o subproblema para o primeiro estágio pode ser formulado da seguinte forma:

$$z_1 = \min c_1^T + \alpha_2 \quad (4.9)$$

$$s.a.: A_1 x_1 = b_1$$

em que:

$$\alpha_2 = \sum_{\omega_2 \in \Delta(\omega_1)} p_2^{\omega_2} z_2^{\omega_2}(x_1) \quad (4.70)$$

em que

$$z_2^{\omega_2}(x_1^*) = \min c_2^T x_2^{\omega_2} \quad (4.81)$$

$$s.a.: A_2 x_2^{\omega_2} = b_2^{\omega_2} - B_2 x_1^*$$

Pode-se notar que uma vez resolvido o problema (4.9) é obtida a solução x_1^* , utilizada como condição inicial para resolver cada um dos subproblemas do segundo estágio (Recursão *Forward*) para $\omega_t = 1, \dots, N$. Na primeira iteração, em geral, a solução dos subproblemas (4.9) e (4.81) ainda não é a solução ótima, pois a decisão x_1^* no primeiro estágio foi tomada ignorando as consequências dessa decisão no segundo estágio. Dessa forma, precisa-se adicionar informação do segundo estágio ao primeiro estágio com o objetivo de levar em conta as consequências das decisões tomadas no mesmo. Para isso, considera-se a seguinte formulação dual de cada Subproblema (4.81):

$$z_2^{\omega_2}(x_1^*) = \max (b_2^{\omega_2} - B_2 x_1^*)^T \pi_2^{\omega_2} \quad (4.92)$$

$$s.a.: A_2^T \pi_2^{\omega_2} \leq c_2$$

em que:

$\pi_2^{\omega_2}$ corresponde aos multiplicadores de Lagrange das restrições de igualdade de (4.81).

A partir da solução dual das variáveis do primeiro estágio (derivada em relação a x_1^*), é “construída” no primeiro estágio uma função linear por partes dependente de tais decisões que representa o custo total do segundo estágio relacionada com as decisões do primeiro, da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & \min c_1^T + \alpha_2 \\
 & \text{s.a : } A_1 x_1 = b_1 \\
 & \alpha_2 + \sum_{\omega_2 \in \Delta(\omega_1)} p_2^{\omega_2} \pi_2^{\omega_2} B_2 x_1 \geq \sum_{\omega_2 \in \Delta(\omega_1)} p_2^{\omega_2} z_2^{\omega_2} + \quad (4.103) \\
 & \sum_{\omega_2 \in \Delta(\omega_1)} p_2^{\omega_2} \pi_2^{\omega_2} B_2 x_1^* \\
 & \alpha_2 \geq 0
 \end{aligned}$$

em que:

α_2 variável correspondente à função de custo futuro, aproximada por meio de uma função linear por partes.

A função de custo futuro aproximada é dada pelo número máximo de cortes médio, como indicado na Equação (4.114), abaixo.

$$\alpha_2 = \max \sum_{\omega_2 \in \Delta(\omega_1)} p_2^{\omega_2} \left[z_2^{\omega_2}(x_1^*) - \left(B_2^T \pi_2^{\omega_2} \right)^T (x_1 - x_1^*) \right] \quad (4.114)$$

Dado que a função de custo futuro é uma função convexa, se garante que é possível construir, com base em um número suficiente de restrições dadas a partir de (4.114), uma boa aproximação para a mesma.

Uma vez solucionado o problema do primeiro estágio calcula-se o custo total do mesmo, Z_{inf} , e compara-se esse valor com a soma de todos os custos imediatos associados de cada subproblema ponderados pela probabilidade em ambos os estágios, Z_{sup} . Depois de cada recursão

forward, é testada a convergência do algoritmo, a qual é atingida caso a diferença absoluta entre \mathbf{Z}_{inf} e \mathbf{Z}_{sup} seja menor que uma tolerância ε prédefinida; caso contrário, mais uma recursão inversa será necessária para melhorar a aproximação do custo futuro.

Ao longo do processo iterativo o valor do \mathbf{Z}_{inf} decresce enquanto que o \mathbf{Z}_{sup} aumenta até atingir convergência, como ilustrado na Figura 21.

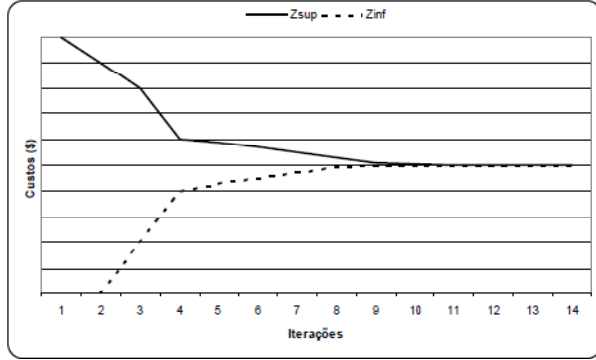


Figura 21: Evolução de Zinf e Zsup. Fonte: (DE MATOS, 2012)

Com base no problema de dois estágios comentado anteriormente, é apresentada na sequência a formulação para um problema de PLE multi-estágio, referente a um determinado nó da árvore de cenários no estágio t .

$$\begin{aligned}
 & \min c_t^T x_t^{\omega_t} + \alpha_{t+1} \\
 & \alpha_{t+1} + \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1}} \pi_{t+1}^{\omega_{t+1}T} B_{t+1} x_t^{\omega_t} \geq \\
 & \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1}} z_{t+1}^{\omega_{t+1}} + \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1}} \pi_{t+1}^{\omega_{t+1}T} B_{t+1} x_t^* \\
 & \alpha_{t+1} \geq 0
 \end{aligned} \tag{4.125}$$

Assim, o PLE de dois estágios pode ser estendido para problemas multiestágio, os quais podem ser resolvidos por meio de metodologias como a DA. O algoritmo da DA é ilustrado na Figura 22.

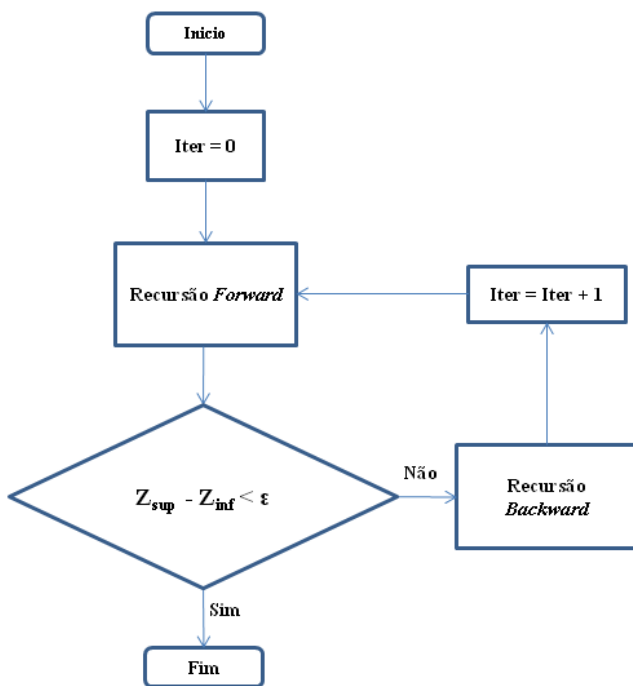


Figura 22: Algoritmo de Solução da DA.

Geralmente, para problemas de grande porte esta metodologia requer de um esforço computacional grande, pois com o aumento do número de estágios a quantidade de nós cresce exponencialmente. Portanto faz-se necessário a utilização de metodologias que viabilizam a solução do problema desse tipo, como é o caso da PDDE.

4.3 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA

Da mesma forma que a DA, a metodologia da PDDE baseia-se na Decomposição de Benders, sendo que a diferença entre estas duas metodologias concentra-se na forma como é tratado o problema.

Como proposto por Pereira e Pinto (1991), na PDDE é amostrado um conjunto de cenários a partir da árvore que representa o problema completo. Desse modo, são obtidas as soluções para os nós

correspondentes aos cenários sorteados na recursão direta, é testada a convergência do algoritmo, caso não seja atingida a convergência do problema são adicionados cortes de Benders na recursão inversa. A partir deste ponto, um novo conjunto de cenários é amostrado continuando o processo iterativo. No entanto, os cortes de Benders calculados na primeira iteração estão agregados aos subproblemas dos nós relacionados ao novo conjunto de cenários.

Uma característica principal da PDDE consiste em que um determinado corte de Benders pode ser inserido em uma realização $\omega_t = 1$ sempre que, $\pi_{t+1}^{\omega_{t+1}^*}$ e $z_{t+1}^{\omega_{t+1}^*}$ utilizados para calcular o corte, sejam soluções viáveis dos problemas duais do respectivo $\Delta(\omega_t)$. Assim, para que o respectivo corte calculado possa ser utilizado nos problemas associados às realizações $\omega_t = 2, \dots, N_t$, é necessário que $\pi_{t+1}^{\omega_{t+1}^*}$ e $z_{t+1}^{\omega_{t+1}^*}$ sejam também soluções viáveis dos problemas duais de todo o conjunto $\Delta(\omega_t)$ associado a cada ω_t .

Segundo Infange e Morton (1996), um problema de PLE pode ter solução viável para todos os nós do mesmo estágio sempre que A_t , e os coeficientes de α_{t+1} e $x_t^{\omega_t}$ de todos os cortes de Benders sejam iguais para todos os ω_t de um determinado estágio t .

Para satisfazer a condição anteriormente comentada, é necessário que a árvore de cenários seja “construída” a partir de amostras comuns. Desse modo, garante-se que para determinadas amostras em cada subproblema a decisão tomada será a mesma para $\omega_t = 1, \dots, N_t$ no mesmo estágio t , atendendo a condição proposta por Infange e Morton (1996).

Semelhante à metodologia da DA, o processo de solução da PDDE é composto por recursões diretas e inversas, sendo que, diferentemente da DA, na PDDE os cenários são sorteados nas recursões diretas. Assim, a partir de amostras IID é visitada uma boa parte da árvore completa do problema.

Na primeira recursão direta são resolvidos todos os subproblemas desde $t = 1$ até $t = 1 - T$ dos cenários sorteados. Para cada solução dos subproblemas relacionados aos nós dos cenários sorteados é armazenada a informação das decisões que são repassadas aos respectivos problemas dos conjuntos $\Delta(\omega_t)$.

Na recursão inversa são calculados os cortes de Benders que serão inseridos em cada subproblema desde $t = 1$ até $t = 1 - T$. Na recursão de inversa são resolvidos todos os subproblemas do conjunto

$\Delta(\omega_t)$ no estágio t referentes aos cenários sorteados, desse modo são calculados e repassados os cortes para os estágios antecessores uma vez obtidos $\pi_{t+1}^{\omega_{t+1}^*}$ e $z_{t+1}^{\omega_{t+1}^*}$ de todos os ω_{t+1} .

O processo continua com uma nova amostra IID de cenários da árvore completa e a consecutiva solução dos mesmos nas recursões diretas e inversas. Nota-se que diferentemente da DA, na PDDE árvore não é resolvida completamente, pois é visitado só um conjunto de cenários de todo o espaço amostral possível.

Durante o processo da PDDE, após cada recursão direta, é testada a aproximação da FCF baseada no cálculo do \mathbf{Z}_{inf} e \mathbf{Z}_{sup} ao igual que na DA, porém, calculados da seguinte forma:

$$\mathbf{Z}_{\text{inf}} = \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1^* + \alpha_2^* \quad (4.136)$$

$$\mathbf{Z}_{\text{inf}} = \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1^* + \sum_{t=2}^T \sum_{\omega_t=1}^N \frac{\mathbf{c}_t^T \mathbf{x}_t^{\omega_t^*}}{N} \quad (4.147)$$

em que N é o número de cenários ω_T sorteados no caso da PDDE.

Para cada cenário ω_T sorteado a partir de amostras IID é definido um $\mathbf{Z}_{\text{sup}}^{\omega_r}$ conforme:

$$\mathbf{Z}_{\text{sup}}^{\omega_r} = \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1^* + \sum_{t=2}^T \mathbf{c}_t^T \mathbf{x}_t^{\omega_t^*}, \quad \text{para } \omega_t \in \omega_r \quad (4.158)$$

O fato do \mathbf{Z}_{sup} serem calculados a partir de uma amostra da árvore de cenários impossibilita o uso dos mesmos para avaliar a representatividade da FCF do problema completo. Desse modo, foi proposto por Pereira e Pinto (1991) o critério de parada baseado no teorema do limite central, em que é utilizada a informação dos desvios padrões dos $\mathbf{Z}_{\text{sup}}^{\omega_r}$ em relação ao \mathbf{Z}_{sup} calculado da seguinte forma:

$$\sigma_z = \frac{1}{N_T} \sqrt{\sum_{\forall \omega_r} (\mathbf{Z}_{\text{sup}} - \mathbf{Z}_{\text{sup}}^{\omega_r})^2} \quad (4.19)$$

Assim, a convergência é atingida se o \mathbf{Z}_{inf} encontra-se dentro de um intervalo de confiança de 95% sob a área da distribuição normal como é descrito na Equação (4.20).

$$Z_{\text{sup}} - 1,96 \frac{\sigma_z}{\sqrt{N_T}} \leq Z_{\text{inf}} \leq Z_{\text{sup}} + 1,96 \frac{\sigma_z}{\sqrt{N_T}} \quad (4.20)$$

Cabe ressaltar que junto com o critério (4.20) é considerado também como critério de parada a estabilização do \mathbf{Z}_{inf} , o qual é utilizado no Setor Elétrico Brasileiro na atualidade e também adaptado neste trabalho.

Como comentado anteriormente, a metodologia da PDDE pode ser utilizada para resolver problemas de PLE, porém, considerando certas aproximações com o intuito de diminuir o esforço computacional. Neste trabalho é adaptada a PDDE como método de solução para o problema da comercialização de energia de PCHs, como é descrito na seguinte seção.

5 DESCRIÇÃO E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

Após a etapa de revisão da teoria de alguns aspectos da otimização estocástica e da comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro, um dos principais objetivos neste capítulo é apresentar a formulação de um modelo de otimização que serve como apoio à comercialização de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL), especificamente para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Basicamente esse modelo considera os parâmetros estocásticos que afetam a receita do agente, tais como o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), a geração hidrelétrica total do SIN e a geração da PCH. Portanto, o problema de interesse formulado se caracteriza como um modelo de otimização estocástica, uma vez que as decisões são tomadas considerando incertezas em alguns dados de entrada do problema.

Neste capítulo é apresentada de forma detalhada a formulação matemática proposta para modelar o problema da comercialização de energia para PCHs, bem como a solução desse problema via PDDE.

5.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Uma das principais premissas a se levar em conta em qualquer modelagem é a compreensão do problema a ser resolvido, para então, identificar quais os fenômenos inerentes que serão representados com o maior rigor possível na sua formulação. Dependendo da complexidade do problema, é possível atingir um certo nível de detalhamento que permita manter o balanço entre o esforço computacional requerido para a solução do modelo e a qualidade da solução.

Neste trabalho, são considerados como aspectos mais relevantes do problema a possibilidade de diferentes contratos de venda a serem celebrados pelo agente e a penalidade cobrada por insuficiência de lastro de energia para o atendimento dos contratos.

O problema deste trabalho tem por objetivo maximizar a receita de um agente de geração detentor de PCHs. Considera-se que as usinas podem participar do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e há possibilidade de sazonalizar a Garantia Física (GF) de forma estratégica a fim de atender os contratos bilaterais de longo prazo e diminuir a exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP). As transações feitas no MRE são liquidadas à Tarifa Energética de Otimização (TEO). Por fim,

o problema considera ainda a possibilidade de celebrar contratos de compra de energia de curto prazo para minimizar as penalidades por insuficiência de lastro de energia.

5.2 MODELO MATEMÁTICO

Como já foi comentado anteriormente, o balanço energético executado pela CCEE acopla o MCP com o mercado de longo prazo, no qual o instrumento utilizado para a compra e venda de energia são os contratos bilaterais. Como descrito em Fonseca (2009), a receita oriunda da liquidação feita pela CCEE para cada agente, num mês específico, é dada pela diferença entre o montante de energia alocada no mês e quantidade de venda de energia por meio de contratos bilaterais valorada ao PLD. Quando a PCH opta por participar no MRE, a energia alocada no mês é afetada diretamente pela energia hidrelétrica total gerada no SIN. Se a geração hidrelétrica do SIN for menor ou maior que a GF do MRE, a GF de cada PCH será reduzida ou incrementada na proporção do Fator de Ajuste da Garantia Física (GSF⁸). O cálculo do GSF depende do cenário ω de geração hidrelétrica no mês t , conforme:

$$GSF_{tk}^{\omega} = \frac{GH_{tk}^{\omega}}{GF_{tk}}. \quad (5.1)$$

O GSF indica a quantidade relativa de energia que os participantes do MRE geram em relação à GF total do MRE (FONSECA, 2009), a qual é considerada como uma variável aleatória no modelo devido às incertezas relacionadas à geração hidrelétrica.

Conforme apresentado no terceiro capítulo, no MRE os agentes compartilham o risco hidrológico de maneira a reduzir a exposição do conjunto de agentes. No MRE a distribuição da energia que é gerada acima da GF é feita primeiramente internamente ao submercado que o agente participa e, se ainda houver energia disponível, o restante é distribuído a outros submercados. Apesar dessa regra ser simples, quando se trata do problema de maximização da receita do agente gerador a mesma torna-se não trivial. Isto porque é necessário saber a geração individual de cada agente para fazer a distribuição correta.

Dado que este trabalho foca em um agente com um conjunto de PCHs, a geração dessas usinas é muito pequena perante o grupo total de

⁸GSF provem das siglas em inglês *Generation Scaling Factor*.

geração do submercado ao qual elas pertencem. Assim, com o intuito de evitar a representação no modelo de otimização de todas as usinas hidrelétricas que pertencem ao submercado, optou-se por considerar as seguintes aproximações:

- I. Como o conjunto de PCHs tem geração substancialmente inferior ao submercado ao qual pertencem, é possível desconsiderar que as decisões de sazonalização da GF afeta a GF total do submercado;
- II. Considera-se que as PCHs do agente estão localizadas em um mesmo submercado, implicando que toda a energia gerada será valorada ao PLD do respectivo submercado;
- III. As PCHs são agregadas em um único conjunto de PCHs, assumindo que na comercialização, para o agente o importante é ter o controle sobre a geração total e não as individuais;
- IV. Se a geração hidrelétrica total é maior que a GF, então considera-se que a energia realocada, (cedida ou recebida) para atingir a GF das PCHs é sempre do submercado de origem da energia realocada;
- V. A energia secundária é alocada entre os submercados proporcionalmente às suas respectivas GF do mês em estudo, sendo que dentro de cada submercado a mesma é distribuída proporcionalmente à GF de cada agente no mês. Este cálculo está associado com valores de GSF superiores a 1; no entanto, neste trabalho a energia secundária será separada do GSF. De acordo com o citado, o novo GSF (\overline{GSF}_{tk}) será dado por:

$$\overline{GSF}_{tk} = \begin{cases} 1, & \text{se } GSF_{tk} > 1 \\ GSF_{tk}, & \text{se } GSF_{tk} \leq 1 \end{cases} \quad (5.2)$$

Com isso, essa variável recebe um tratamento especial na formulação do problema assumindo apenas valores entre 0 e 1. Essa opção de modelagem é feita para evitar os problemas das regras de realocação de energia no MRE internamente e externamente ao submercado. Contudo, essa modelagem permite que a energia secundária recebida de outros submercados seja valorada ao PLD dos submercados de onde essa energia foi transferida.

Diferentemente de Fonseca (2009), neste trabalho se consideram diferentes opções de contratos bilaterais a serem celebrados pelo agente no momento da tomada de decisão; assim, a quantidade a ser contratada entra na função objetivo do problema de otimização como uma variável de decisão, em que o preço do contrato é um dado de entrada do problema. Também, considera-se como dado de entrada um vetor que descreve as características do contrato do consumidor tal como é ilustrado na Figura 23.

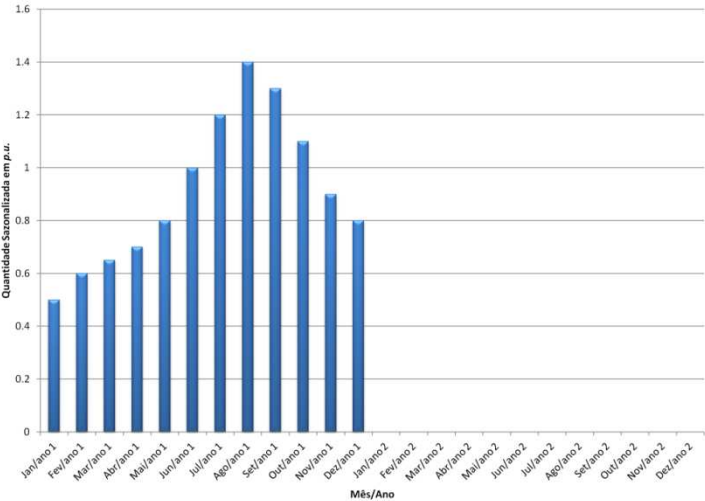


Figura 23: Características do Contrato Bilateral.

Observa-se na Figura 23 que a quantidade contratada pelo consumidor pode variar ao longo do horizonte do contrato. Portanto, o consumidor pode sazonalizar a sua carga ao longo do horizonte. Para o caso da Figura 23 a sazonalização é representada em valores em *p.u.* com base ao valor médio do consumo ao longo do período. A sazonalização da carga é justificável, pois o consumo pode depender da época do ano e do submercado onde está conectada a carga e, portanto, para contratos em diferentes submercados, podem-se ter diferentes sazonalizações da carga a ser atendida por contratos. Observa-se também na Figura 23 que o contrato tem uma data de início em janeiro do primeiro ano e se estende até dezembro do mesmo ano. Para os demais meses o contrato possui valores nulos.

5.2.1 Função Objetivo

Além das liquidações feitas na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) por contratos e no MCP, são consideradas também as transações no MRE liquidadas à TEO. Cabe ressaltar que a GF utilizada para calcular as transações no MRE também é afetada pelo GSF e a Energia Secundária do cenário associado. Assim, a receita do agente é descrita pela Equação (5.3).

$$\max R = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NM} \left(GE_{tj} \cdot PLD_{tj} + \sum_{i=1}^{NCL} (PCL_i - PLD_{tj}) \cdot A_{ti} \cdot x_{tj} \right) + \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{NM} \frac{ES_{tj}}{GF_t} \cdot (PLD_{tj} - TEO) \cdot g_t + (PLD_t - TEO) \cdot z_t \right) \quad (5.3)$$

em que:

T	Número de estágios do horizonte do problema.
t	Índice de estágio, tal que $t = 1, \dots, T$;
NM	Número de submercados;
j	Índice de submercado, tal que $j = 1, \dots, NM$;
GE_t	Energia gerada pelo agente no mês t (MWh);
g_t	GF sazonalizada no mês t (MWh);
PLD_{tj}	Preço de Liquidação das Diferenças no mês t , submercado j (R\$/MWh);
NCL	Número de contratos de longo prazo;
i	Índice de contrato bilateral de longo prazo, tal que $i = 1, \dots, NCL$;
PCL_i	Preço do contrato de longo prazo i (R\$/MWh);
A_{ti}	Quantidade sazonalizada do contrato i , no mês t ($p.u.$);
x_{tj}	Energia média vendida pelo contrato i , no mês t e submercado j (MWh);

ES_{ij}	Energia secundária alocada vinda do submercado j no mês t (MWh);
GF_i	GF no mês i do submercado onde está localizado o agente (MWh);
TEO	Tarifa Energética de Otimização (R\$/MWh);
z_t	Energia gerada em relação à GF do agente no mês t (conforme será explicado posteriormente) (MWh).

Conforme visto em (5.3), os termos que compõem a função objetivo podem ser descrito da seguinte maneira:

- I. Lucro dado pela energia alocada das PCHs comercializada ao PLD no submercado da usina;
- II. Lucro ou custo dado pelos contratos de venda de energia, valorados ao preço do contrato, assumindo os custos de compra no MCP do submercado do consumidor;
- III. Lucro ou custo dado pela energia recebida ou disponibilizada ao MRE de maneira que apenas a energia alocada é comercializada pelo agente;
- IV. Lucro ou custo dado pela energia secundária recebida. Tal energia deve ser valorada ao PLD do submercado que cedeu a energia e deve ser paga a TEO pelo montante recebido.

Outro aspecto a se levar em conta na função objetivo é a minimização das penalidades por insuficiência de lastro de energia, conforme descrito no Capítulo 3. Para se proteger da penalidade por insuficiência de lastro, o agente pode celebrar contratos de compra de curto prazo (com duração de 1 ou 3 meses) devidamente lastreados por outros empreendimentos de geração. Cabe ressaltar que o agente pode celebrar contratos de compra de energia de curto prazo mesmo que este não apresente insuficiência de lastro, ou ainda, pode comprar menos energia do que o necessário. Tanto a quantidade a ser paga pela penalidade por insuficiência de lastro, quanto os contratos de compra, entram como parcelas negativas na Equação (5.3), pois representam gastos para o agente. Portanto, a função objetivo do problema é modificada conforme:

$$\begin{aligned}
\max R = & \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NM} \left(GE_{tj} \cdot PLD_{tj} + \sum_{i=1}^{NCL} (PCL_i - PLD_{tj}) \cdot A_{ti} \cdot x_{tj} \right) + \\
& \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{NM} \frac{ES_{tj}}{GF_t} \cdot (PLD_{tj} - TEO) \cdot g_t + (PLD_t - TEO) \cdot z_t \right) - \\
& \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{NM} \sum_{k=1}^{NCC} (PCC_k - PLD_{tj}) \cdot B_{tk} \cdot y_{tjk} - \rho_t \cdot \lambda_t \right)
\end{aligned} \quad (5.4)$$

em que as novas variáveis adicionadas à função objetivo são:

NCC	Número de contratos de curto prazo.
k	Índice de contratos de curto prazo, tal que $k = 1, \dots, NCC$
PCC_k	Preço do contrato de curto prazo k (R\$/MWh);
B_{tk}	Perfil do contrato k ao longo do horizonte de estudo ($p.u.$);
y_{tk}	Variável de decisão dos contratos de compra de curto prazo (MWh);
ρ_t	Preço da penalidade por insuficiência de lastro de energia (R\$/MWh);
λ_t	Insuficiência de lastro de energia no mês t (MWh);

A Equação (5.4) representa a receita total a ser maximizada no problema de otimização estocástica, sujeito a uma série de restrições de maneira a atender aos requisitos das regras de comercialização de energia. Essas restrições serão descritas com mais detalhes na seção seguinte.

5.2.2 Restrições do Problema

A partir do que se discutiu anteriormente, na formulação do problema de otimização acerca da comercialização de energia podem ser identificados três grupos de restrições:

- Sazonalização da GF e limites operativos de geração;
- Penalidades por insuficiência de lastro de energia;
- Limites das quantidades a serem contratadas e contratos de compra provenientes de energia convencional.

A seguir serão detalhadas as características de cada um dos grupos de restrições do problema de otimização.

5.2.2.1 Sazonalização da Garantia Física

Conforme descrito na Subseção 3.7, a sazonalização é o processo no qual a GF é distribuída de forma estratégica ao longo do ano. Essa distribuição é feita com o intuito de atender aos contratos de longo prazo e diminuir a exposição ao MCP. As restrições relacionadas à sazonalização da GF podem ser modeladas matematicamente como:

$$\sum_{t=1+12(a-1)}^{12a} g_t = GFT_a, \quad (5.5)$$

$$GE_t - g_t \cdot \overline{GSF}_t + z_t = 0 \quad (5.6)$$

$$0 \leq g_t \leq P_{\max} \cdot H_t, \quad (5.7)$$

em que:

a	Índice de numero de anos;
GFT_a	Garantia Física da usina no ano a (MWh);
\overline{GSF}_t	Fator de ajuste da geração hidrelétrica total do sistema no mês t ;
P_{\max}	Potencia máxima da usina (MW);
H_t	Numero de horas no mês t .

A Equação (5.5) garante que a somatória das GFs alocadas para cada mês não seja superior à garantia física total das PCHs do agente. A Equação (5.6) determina qual vai ser quantidade de energia a ser transacionada no MRE internamente ao submercado, sendo representada pela variável de folga z_t . Por último, têm-se as restrições de limites operacionais da usina.

5.2.2.2 Penalidade por Insuficiência de Lastro

O problema concebe a possibilidade do agente ser penalizado por falta de lastro de energia para atender seus contratos bilaterais. Essa penalidade é representada por meio do termo $\rho_t \cdot \lambda_t$ na Equação (5.4). Essa quantidade é calculada mensalmente, conforme as Equações (5.8) e (5.9), que compõem o segundo grupo de restrições do problema.

$$\lambda_t \geq \frac{1}{12} \sum_{s=0}^{11} \left(\sum_{i=1}^{NCL} \sum_{j=1}^{NM} A_{(t-s)i} \cdot x_{ij} - g_{(t-s)} - \sum_{k=1}^{NCC} \sum_{j=1}^{NM} y_{(t-s)kj} \right), \quad (5.8)$$

$$\lambda_t \geq 0. \quad (5.9)$$

Pode-se concluir por meio das equações (5.8) e (5.9) que a quantidade calculada só será diferente de zero quando a somatória das quantidades contratadas for maior que o lastro total de energia.

5.2.2.3 Limites de Contratação e Contratos de Compra de Energia

Por fim, têm-se as equações relacionadas às restrições dos limites de contratação, tanto de contratos de vendas quanto de contratos de compra de energia, descritas por:

$$0 \leq x_{ij} \leq Q_{ij}, \quad (5.8)$$

$$0 \leq y_{ikj} \leq Q_{ikj}, \quad (5.9)$$

A Restrição (5.8) faz referência aos limites máximo e mínimo de energia que pode ser vendido em cada contrato bilateral j . Por fim, a restrição (5.9) descrevem os limites máximos e mínimos de compra de energia através de contratos de curto prazo.

5.2.3 Formulação do Modelo de Otimização Estocástica

Detalhadas a função objetivo e as restrições relacionadas ao problema de comercialização de energia de PCHs, o passo seguinte é concatenar cada uma dessas equações para, assim, conceber a formulação completa do problema de otimização estocástica. Nesse sentido, o problema de PLE multiestágio pode ser formulado conforme:

$$\begin{aligned}
\max R = & \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NM} \left(GE_{tj}^{\omega_t} \cdot PLD_{tj} + \sum_{i=1}^{NCL} (PCL_i - PLD_{tj}) \cdot A_{ti}^{\omega_t} \cdot x_{ij}^{\omega_t} \right) + \\
& \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{NM} \frac{ES_{tj}}{GF_t} (PLD_{tj} - TEO) \cdot g_t^{\omega_t} + (PLD_t - TEO) \cdot z_t^{\omega_t} \right) - \\
& \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{NM} \sum_{k=1}^{NCC} (PCC_k - PLD_{tj}) \cdot B_{tk}^{\omega_t} \cdot y_{tjk}^{\omega_t} - \rho_t \cdot \lambda_t^{\omega_t} \right) \\
s.a : \\
& \sum_{t=1+12(a-1)}^{12a} g_t^{\omega_t} = GFT_a, \\
& GE_t^{\omega_t} - g_t^{\omega_t} \cdot \overline{GSF_t}^{\omega_t} + z_t^{\omega_t} = 0 \\
& 0 \leq g_t^{\omega_t} \leq P_{\max} \cdot H_t, \\
& \lambda_t^{\omega_t} \geq \frac{1}{12} \sum_{s=0}^{11} \left(\sum_{i=1}^{NCL} \sum_{j=1}^{NM} A_{(t-s)i} \cdot x_{ij}^{\omega_t} - g_{(t-s)}^{\omega_t} - \sum_{k=1}^{NCC} \sum_{j=1}^{NM} y_{(t-s)kj}^{\omega_t} \right) \\
& \lambda_t^{\omega_t} \geq 0, \\
& 0 \leq x_{ij}^{\omega_t} \leq Q_{ij}, \\
& 0 \leq y_{ik}^{\omega_t} \leq Q_{ik}, \\
& \text{em que:}
\end{aligned} \tag{5.10}$$

n_t é o numero de realizações das variáveis aleatórias ou número de aberturas por estágio;
 ω_t representa um determinado nó da árvore de cenários, tal que $\omega = 1, \dots, n_t$;

Para o caso sem adesão ao MRE o agente perde a possibilidade de obter retorno por meio de energia secundária e energia transacionada no mesmo. Para isso são desconsiderados os últimos dois termos da função objetivo do Problema (5.10). É desconsiderada também a Restrição (5.6) referente ao cálculo da energia transacionada no MRE. Um exemplo ilustrativo deste caso é detalhado no Apêndice A.

Definidos os modelos de otimização, é definida na próxima seção a estratégia adotada para resolver o problema da comercialização via PDDE.

5.3 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA APLICADA AO PROBLEMA DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE PCHs

O problema da comercialização de energia de PCHs pode ser dividido em duas etapas. Na primeira etapa são tomadas as decisões associadas à venda de contratos de longo prazo e à sazonalização da garantia física para o caso em que o agente participa do MRE. Por sua vez, a segunda etapa está associada às decisões de compra de energia no curto prazo para aumentar o lastro de energia e, por conseguinte, evitar penalidades por insuficiência de lastro mês a mês.

Conforme as etapas explicadas acima, é adaptado neste trabalho o conceito de árvore de cenários proposto por Hellomo *et al* (2012) ilustrado na Figura 24, em que os nós circulares são definidos como nós estratégicos e representam as decisões associadas à primeira etapa. As decisões tomadas nesses nós são únicas e influenciam nas decisões a serem tomadas nos demais nós representados na Figura 24, definidos como nós operativos, e estão associados à segunda etapa, nos quais são modeladas as variáveis aleatórias do problema da comercialização de energia.

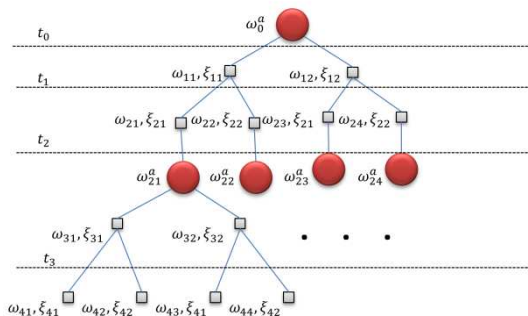


Figura 24: Árvore de Cenários Completa para a Representação das Variáveis Aleatórias.

Para solucionar o Problema (5.10) via PDDE, o mesmo é dividido em subproblemas referentes aos nós estratégicos e operativos da árvore de cenários. Nos nós estratégicos são tomadas as decisões relacionadas com a primeira etapa mencionada anteriormente, tendo como

periodicidade uma vez, antes do início de cada ano. Por outro lado, nos nós operativos verifica-se o resultado das decisões tomadas nos nós estratégicos e fazem-se ajustes tais como a contratação de contratos de curto prazo. Nesse trabalho, os nós operativos são definidos para cada mês de estudo. Assim, para um horizonte de estudo de dois anos tem-se um total de 26 estágios, dois estratégicos e 24 operativos.

5.3.1 Subproblema dos nós estratégicos

O subproblema a ser resolvido em cada nó estratégico tem por objetivo maximizar a receita futura, sujeito às restrições de contratos de venda de longo prazo e à sazonalização da garantia física. Na sequência é descrito o modelo referente aos nós estratégicos.

$$\begin{aligned}
 & \max R_t = \alpha_{t+1} \\
 & s.a.: \\
 & \sum_{t=1+12(a-1)}^{12a} g_t = GFT_a, \\
 & 0 \leq g_t \leq P_{\max} \cdot H_t, \\
 & 0 \leq x_i \leq Q_i, \\
 & 0 \leq \alpha_{t+1} \leq K, \\
 & \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{NCL} (x_{ti}^* - x_{ti}) \pi_{t+1,i} + (g_t^* - g_t) \pi_{t+1} + (\alpha_{t+1}^* - \alpha_{t+1}) \right]
 \end{aligned} \tag{5.11}$$

A função objetivo do Problema (5.13) busca maximizar a variável α_{t+1} , a qual representa a Função de Benefício Futuro (FBF), i.e., a receita dos estágios posteriores. O limite superior de tal variável é fixado em um valor constante K , definido neste trabalho com o valor de 10^{18} , isto com o fim de evitar uma solução infinita para o problema.

As decisões de contratos e sazonalização tomadas nos nós estratégicos são repassadas para os nós operativos. Assim, no processo iterativo da PDDE, essas decisões são avaliadas nas recursões *Forward*. Caso a convergência não seja atingida, cortes de Benders serão inseridos nos nós estratégicos nas recursões *Backward* até atingir a convergência

do algoritmo. Tais cortes inseridos contém informação de contratos e garantias físicas sazonalizadas, consideradas neste problema como variáveis de estado.

5.3.2 Subproblema dos nós operativos

Em árvore de cenários como a ilustrada na Figura 24, os nós operativos interligam os nós estratégicos. Tais nós representam a discretização definida no horizonte de estudo, que para o caso da comercialização o horizonte é discretizado mês a mês. O problema associado aos nós operativos tem por objetivo maximizar a receita mensal do agente sujeito às restrições referentes à segunda etapa mencionada anteriormente. O problema de PLE relacionado a este tipo de nós é descrito conforme:

$$\begin{aligned}
 \max R_t = & \sum_{j=1}^{NM} \left(GE_t^{\omega_t} \cdot PLD_{tj}^{\omega_t} + \sum_{i=1}^{NCL} \left(PCL_t - PLD_{tj}^{\omega_t} \right) \cdot x_{ij}^{\omega_t} \cdot A_{ti} \right) + \\
 & \sum_{j=1}^{NM} \frac{ES_{tj}^{\omega_t}}{GF_t} \cdot \left(PLD_{tj}^{\omega_t} - TEO \right) \cdot g_t^{\omega_t} + \left(PLD_{tj}^{\omega_t} - TEO \right) \cdot z_{tj}^{\omega_t} - \\
 & \sum_{j=1}^{NM} \sum_{k=1}^{NCC} \left(PCC_k - PLD_{tj}^{\omega_t} \right) \cdot B_{tk} \cdot y_{tjk}^{\omega_t} - \rho_t^{\omega_t} \cdot \lambda_t^{\omega_t} + \frac{1}{(1+\beta)} \alpha_{t+1}^{\omega_t} \\
 s.a : & \\
 GE_t^{\omega_t} - g_t^{\omega_t} \cdot \overline{GSF_t^{\omega_t}} + z_t^{\omega_t} = 0 \\
 \lambda_t^{\omega_t} \geq & \frac{1}{12} \sum_{s=0}^{11} \left(\sum_{i=1}^{NCL} \sum_{j=1}^{NM} A_{(t-s)i} \cdot x_{ij}^{\omega_t} - g_{(t-s)}^{\omega_t} - \sum_{k=1}^{NCC} \sum_{j=1}^{NM} y_{(t-s)kj}^{\omega_t} \right), \\
 \lambda_t^{\omega_t} \geq & 0, \\
 0 \leq & y_{tjk}^{\omega_t} \leq Q_k, \\
 0 \leq & \alpha_{t+1}^{\omega_t} \leq K. \\
 \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{NCL} \left(x_{ti}^* - x_{ti}^{\omega_{t+1}} \right) \pi_{t+1,i} + \left(g_t^* - g_t^{\omega_{t+1}} \right) \pi_{t+1} + \sum_{k=1}^{NCC} \left(y_{tk}^* - y_{tk}^{\omega_{t+1}} \right) \pi_{t+1,k} \right] \leq & \left(\alpha_{t+1}^* - \alpha_{t+1} \right)
 \end{aligned} \tag{5.12}$$

Da mesma forma que no Problema (5.13), no problema (5.14) a variável α_{t+1} representa a FBF e β representa a taxa de desconto⁹. Os valores das decisões das variáveis de estado, como garantias físicas e contratos de longo prazo, são repassados dos nós estratégicos para os nós operativos, de modo que as decisões das variáveis de estado são fixadas como restrições de igualdade nos problemas associados aos nós operativos. Isto com o objetivo de obter a solução dual relacionada às variáveis de estado para o cálculo dos cortes de Benders nas recursões *Backward*.

Outra variável de estado considerada nos problemas associados aos nós operativos são as decisões dos contratos de curto prazo celebrados mês a mês. Os multiplicadores de Lagrange relacionados com tais variáveis são utilizados para o cálculo dos cortes de Benders associados só aos nós operativos.

Uma vez definidos os modelos associados aos tipos de nós da árvore de cenários serão simulados e analisados diferentes casos via PDDE. Os resultados dessas simulações são apresentados no seguinte capítulo.

⁹A taxa de desconto é definida como: um indicador financeiro que traz o custo ou receita futuro a valor presente.

6 RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da resolução do problema proposto no capítulo anterior via PDDE. Esses resultados estão baseados em diferentes casos de estudo que são especificados em seções posteriores deste capítulo. São considerados como dados de entrada do problema a GF e a potência máxima instalada de um agente de geração, bem como o portfólio dos possíveis contratos de venda de energia a serem assinados pelo agente para um horizonte de estudo de dois anos. Também, é discutido o tratamento das variáveis aleatórias do problema, a fim de definir a melhor metodologia para a geração de cenários associados a cada variável.

É conveniente comentar que os subproblemas de PLE, resultantes da metodologia da PDDE, são solucionados através do *software* comercial *Gurobi*. Tal metodologia é implementada usando uma linguagem de programação orientada a objetos em C++, utilizando o compilador *Compaq Visual C++ Professional Edition 9.0*. O programa desenvolvido é executado em um computador Dell Optiplex 990 com processador Intel Core i7 e 8 GB de memória RAM.

6.1 DESCRIÇÃO DOS DADOS INICIAIS

Considera-se um agente de geração detentor de um conjunto de PCHs que participa do Submercado Sul. A potência instalada e a GF do agente são 70 MW e 47,07 MWmed, respectivamente. Nos estudos tem-se um horizonte de dois anos, de Janeiro/2013 a Dezembro/2014. Para tal horizonte são gerados 2.000 cenários para cada uma das variáveis aleatórias do problema. A partir de tais cenários, é feita uma amostra IID para a construção da árvore de cenários, considerando 250 aberturas por estágio. O processo de construção da árvore de cenário será detalhando posteriormente nesta seção.

A solução do problema de otimização estocástica, representado por meio da árvore de cenário, é feita usando a PDDE. Na recursão *forward* são amostrados e percorridos três cenários por iteração. Após a finalização da recursão *forward*, é iniciada a recursão *backward*, na qual são solucionados os problemas representados por meio das 250 aberturas para a construção do corte, que por sua vez, são repassados para os problemas dos estágios precedentes. Por último, após o cálculo da política, é feita uma simulação em 10.000 cenários amostrados uniformemente a partir dos 2.000 inicialmente gerados.

6.1.1 Geração de Cenários das PCHs

Para este trabalho, a geração de cenários relacionados com a produção das PCHs é feita a partir do histórico de geração apresentado no Apêndice B. Cabe ressaltar que o histórico de geração considerado foi modificado a partir dos dados originais de um agente do setor, cujo objetivo foi preservar as questões de confidencialidade.

Dessa forma, com base no histórico de geração foram investigadas algumas Funções de Densidades de Probabilidade (FDPs), das quais se optou por considerar a FDP Log-normal, utilizada principalmente no setor para simular fenômenos naturais, os quais geralmente exibem um comportamento assimétrico pelo fato de assumir valores maiores ou iguais a zero, como é o caso da geração de energia a partir de PCHs.

6.1.2 Cenários de PLD e Geração Hidrelétrica Total do SIN

Existem diferentes metodologias que podem ser utilizadas para a geração de cenários de PLD e de geração hidrelétrica. Uma das metodologias mais utilizadas na literatura para esse tipo de variáveis aleatórias baseia-se na geração de cenários a partir de registros históricos. A utilização de registros históricos pode ser justificada pelo fato de que cenários ocorridos no passado podem acontecer novamente no futuro e, portanto, essa metodologia pode ser aplicada para representar fenômenos cíclicos. Entretanto, no Brasil o histórico de PLDs é demasiadamente curto e não representativo; portanto, a sua representação por cenários a partir do registro histórico não é uma opção viável.

Dado que o SIN é um sistema hidrotérmico com predominância de recursos hídricos, existe uma correlação negativa entre o PLD e a geração hidrelétrica. Assim, uma alternativa para considerar essa correlação é usar um modelo de planejamento da operação energética de médio prazo para gerar realizações de PLD e geração hidrelétrica como proposto em Street *et al.* (2009). Desse modo, garante-se que as realizações geradas representam a dinâmica de preços no futuro devido à entrada de novos empreendimentos no sistema.

Neste trabalho é utilizado o modelo de médio prazo SMERA (DE MATOS, 2012) para gerar as realizações de PLDs e geração hidrelétrica.

Por sua vez, considera-se que as GFs sazonalizadas para cada submercado nos meses do horizonte de estudo são os valores verificados nos anos 2011 e 2012, disponibilizados em (CCEE, 2012). Tais valores encontram-se no Apêndice C.

Conforme ilustrado na Figura 25, foram gerados a partir do SMERA dois conjunto de cenários de PLD e geração hidrelétrica: (i) valores de PLDs baixos com nível de armazenamento nos reservatórios inicial alto e (ii) valores de PLDs altos com nível de armazenamento inicial baixo.

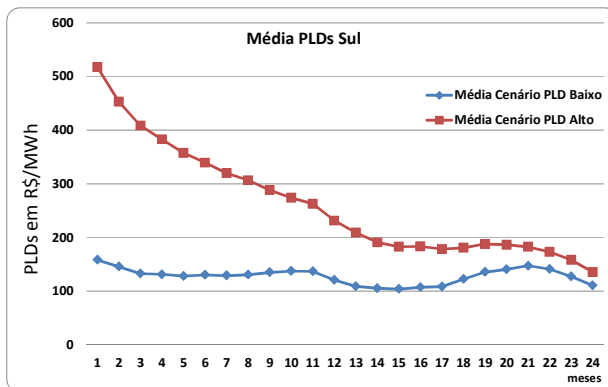


Figura 25: Valores médios mensais do PLD do Submercado Sul onde as PCHs estão localizadas.

6.1.3 Construção da Árvore de Cenário

Como foi comentado no início de esta seção, é amostrado uniformemente um conjunto de 250 realizações independente para cada estágio a partir dos 2000 cenários gerados para cada uma das variáveis aleatórias. É ilustrada na Figura 26 uma árvore de três estágios e três nós sucessores (ou três aberturas) para cada estágio de tempo com o fim de entender a processo de construção de árvore considerado neste trabalho.

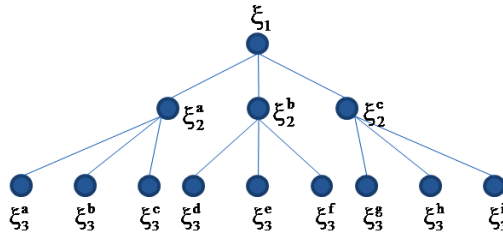


Figura 26: Árvore ilustrativa de três estágios e três para cada estágio.

Em árvores de cenários com o mesmo número de nós descendentes para todos os estágios, como é o caso da árvore ilustrada na Figura 26, as amostras podem ser comuns para o conjunto de realizações dado a cada estágio, ou seja, considerando o caso da Figura 26, tem-se que $\xi_3^a = \xi_3^d = \xi_3^g$ e $\xi_3^b = \xi_3^e = \xi_3^h$ e $\xi_3^c = \xi_3^f = \xi_3^i$. Portanto, pode-se reescrever a árvore de cenários conforme mostrado na Figura 27.

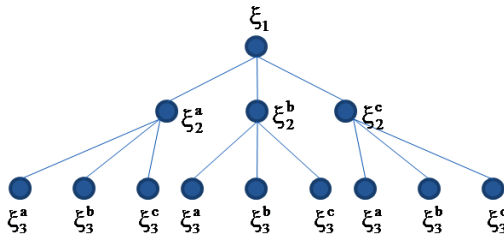


Figura 27: Árvore de cenários com amostras comuns.

Com base no anterior e os conceitos apresentados no Capítulo 4 deste trabalho, o cenário nove no terceiro estágio é constituído pela realização ξ_3^c quando os nós antecessores forem $\{\xi_1, \xi_2^c\}$.

Neste trabalho é adotado o mesmo procedimento explicado anteriormente, considerando 250 amostras independentes e comuns a cada estágio para cada uma das variáveis aleatórias.

6.1.4 Contratos de Venda e Compra de Energia

Assume-se que há dez possíveis contratos de venda a serem assinados, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3:Portfólio de Contratos de Venda.

Contrato	Quantidade (MWmed)	Preço (R\$/MWh)		Horizonte do Contrato
		PLDs Baixos	PLDs Altos	
1	30	155	461	01-13/06-13
2	18	130	295	05-13/12-13
3	18	120	177	01-14/12-14
4	20	128	262	01-13/12-14
5	20	120	205	07-13/12-14
6	10	130	192	01-14/12-14
7	20	130	266	01-13/12-14
8	15	125	256	01-13/12-14
9	20	140	359	01-13/12-13
10	15	135	373	01-13/09-13

A coluna quantidade refere-se ao valor máximo que pode ser vendido em cada contrato. Ressalta-se que os preços dos contratos foram ajustados de acordo com a realidade dos cenários de PLDs baixos e altos.

No caso dos contratos de compra de curto prazo, o valor máximo a ser contratado é o 49% da garantia física do agente, tanto para contratos com duração de um mês quanto para contratos de três meses.

Os contratos de compra de energia para um mês tem seu valor estipulado em 30% acima do valor do PLD do mês em estudo, enquanto que o valor dos contratos de compra com duração de três meses é igual ao maior PLD dos meses em que o contrato está ativo mais 30%.

6.2 ESTUDO DE CASOS

As análises são feitas com base nos seguintes casos de estudo:

- (i) Caso 1 – Decisão livre de sazonalização da GF;
- (ii) Caso 2 – Sazonalização “flat” no primeiro ano e decisão livre para o segundo;
- (iii) Caso 3 – Sem participação do agente no MRE e decisão livre de sazonalização da GF;
- (iv) Caso 4 – Sem participação do agente no MRE e sazonalização “flat” no primeiro ano.

Por último, são mostrados os resultados para os mesmos casos descritos anteriormente, porém considerando a insuficiência de lastro de

energia unicamente no mês de referência e não a média móvel dos últimos doze meses. No estudo considera-se uma taxa de desconto de 10% ao ano.

6.2.1 Resultados para Valores de PLDs Baixos

A partir do cenário de PLDs baixos, observa-se na Figura 28 que a receita esperada é maior para o caso em que o agente participa do MRE, sendo que a receita maior é obtida para o Caso 1, i.e., quando se tem uma decisão livre sazonalização da GF. Isso pode ser justificado pela alocação estratégica da GF em meses em que o agente obtém mais benefícios.

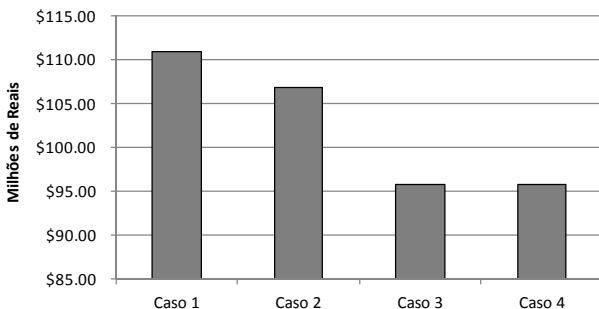


Figura 28: Receita do agente para valores de PLDs baixos.

Na Figura 29 é ilustrada a energia total vendida e os contratos assinados pelo agente para cada caso. Percebe-se uma contratação menor nos casos 2 e 4, nos quais a sazonalização é *flat* no primeiro ano. A diminuição de contratos de venda nesses casos pode ser justificada pela falta de flexibilidade em alocar energia para atender contratos com preços de venda atrativos no primeiro ano, como é o caso do contrato dois. Nota-se também pela Figura 29 que os pares de casos 1/3 e 2/4 fizeram os mesmos contratos dentro dos pares, indicando que no caso de PLDs baixos o MRE influencia principalmente na receita e não nos contratos.

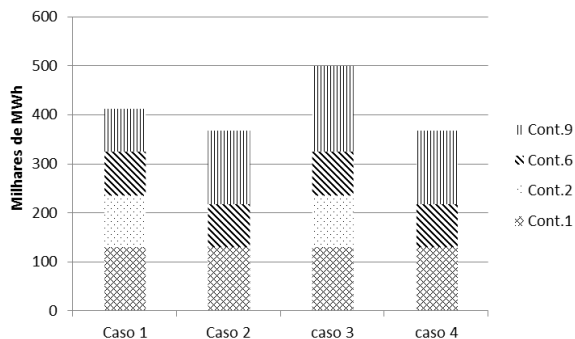


Figura 29: Energia total vendida por contratos para os valores de PLDs baixos.

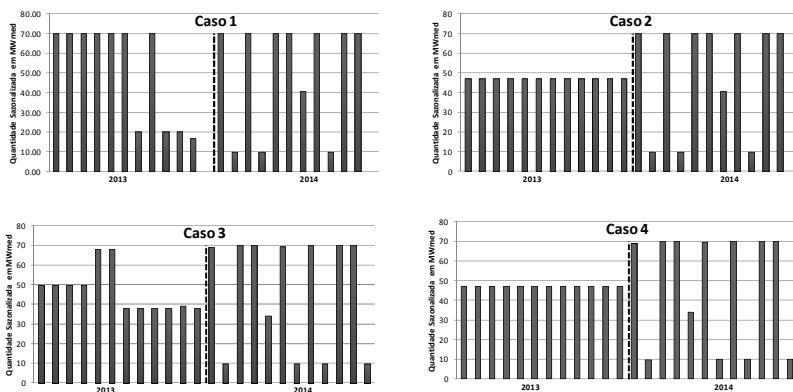


Figura 30: Sazonalização da GF para valores de PLDs Baixos.

Observa-se na Figura 30 que a sazonalização da GF no segundo ano mantém o mesmo padrão nos casos 1 e 2. Por outro lado, nota-se uma diferença entre os casos 1 e 3, visto que no primeiro a GF afeta a energia alocada (receita no curto prazo) e no segundo a GF afeta apenas os contratos através da restrição de insuficiência de lastro. Percebe-se na Figura 30 a falta de alocação de GF em alguns meses, a qual pode ser justificada pela compensação das GFs consideradas no cálculo da média dos últimos doze meses precedentes ao mês de referência. Isto permite a alocação máxima de garantias físicas nos meses em que os benefícios no MCP são maiores.

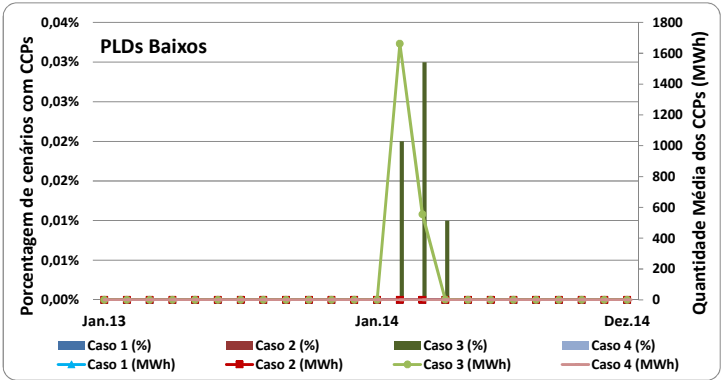


Figura 31: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Baixos.

Pela Figura 31 observa-se que para uma quantidade pequena de cenários no Caso 3 são celebrados CCPs de um mês no início do segundo ano. Nesse caso, há falta de lastro de energia para atender contratos de venda e os baixos valores de PLDs para alguns cenários justifica a compra de energia.

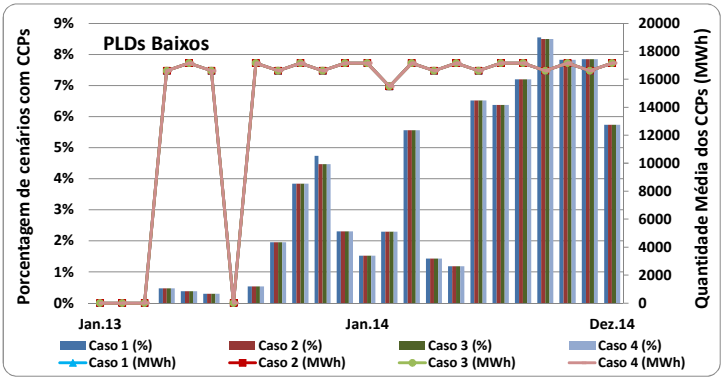


Figura 32: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Baixos.

Verifica-se pela Figura 32 que a maioria dos CCPs de três meses são celebrados nos últimos meses do segundo ano. A utilização de cenários de simulação e árvore de cenário iguais em todos os casos gera a possibilidade de ter resultados similares nos CCPs de três meses, os quais decorrem de alguns cenários em que se verifica um benefício similar em assumir esses contratos.

6.2.2 Resultados para Valores de PLDs Altos

Na Figura 33 são ilustrados os valores de receita média para o cenário de PLDs para os casos considerados. Da mesma forma que nos resultados de valores de PLDs baixos, a maior receita esperada é obtida no Caso 1.

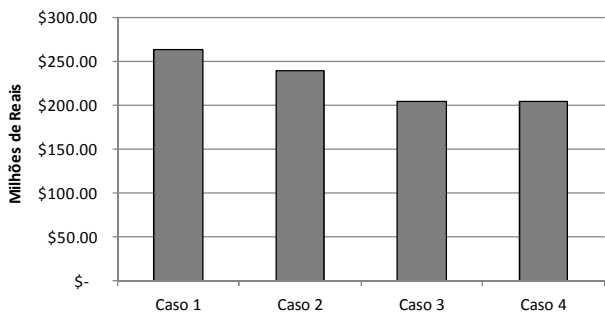


Figura 33: Receita do agente para valores de PLDs altos.

Observa-se da Figura 34 uma mudança na venda de energia em relação ao caso anterior, possivelmente devido à redução da exposição aos PLDs mais elevados quando o agente participa do MRE, causando maior venda de energia como no Caso 1.

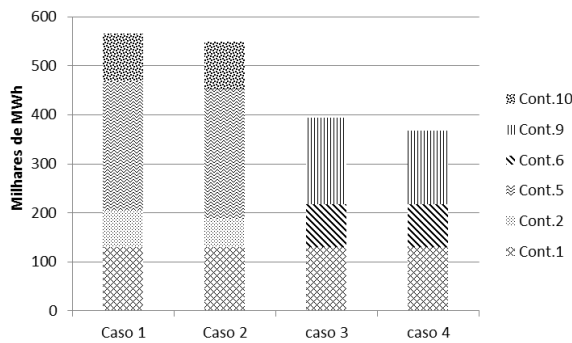


Figura 34: Energia total vendida por contratos para os valores de PLDs altos.

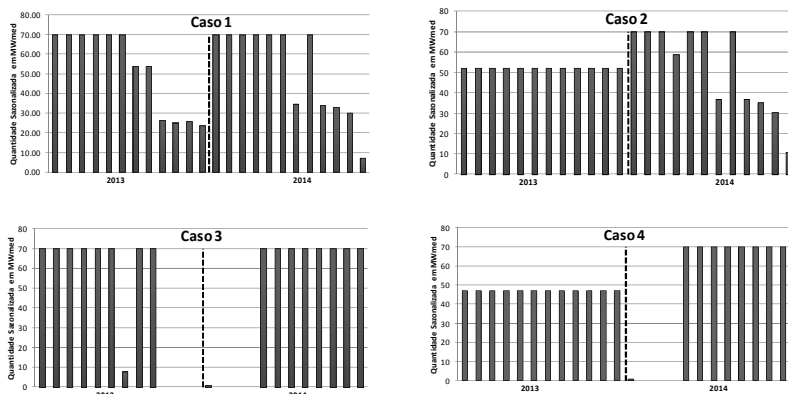


Figura 35: Sazonalização da GF para valores de PLDs Altos.

Na Figura 35, observa-se que a maior parte da GF do agente é alocada nos primeiros meses do ano 2013 para os casos 1 e 3, i.e., quando se tem uma decisão livre sazonalização da GF. Esse comportamento pode ser sustentado pela presença de valores altos de PLDs nesses meses na maior parte dos cenários, nos quais o agente obtém mais benefício. Observa-se também da Figura 35 que para os casos 3 e 4 a alocação de GF encontra-se concentrada no final do segundo ano no seu valor máximo. Tal decisão pode ser justificada com o objetivo de compensar a falta de lastro de energia causada pela venda de contratos de energia nesse período, como é o caso do Contrato 6 celebrado em ambos casos citados como pode ser observado na Figura 34.

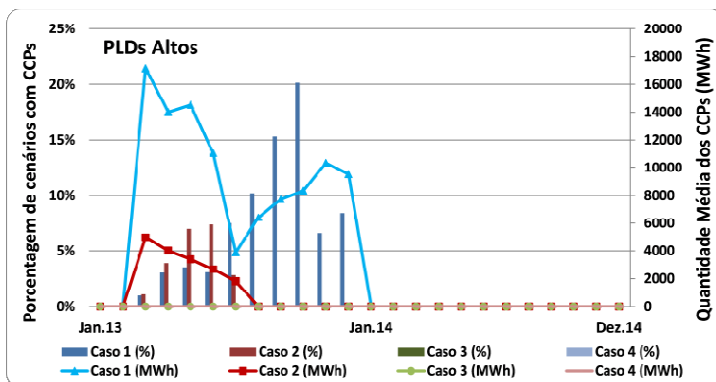


Figura 36: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Altos.

Da Figura 36, percebe-se que o agente celebra contratos de curto prazo de um mês no primeiro ano para suprir a falta de lastro de energia, visto que, foram realizados os contratos de longo prazo 1 e 10 pois os preços são competitivos mesmo com a necessidade de assinar contratos de compra acima do valor do PLD para evitar a penalidade.

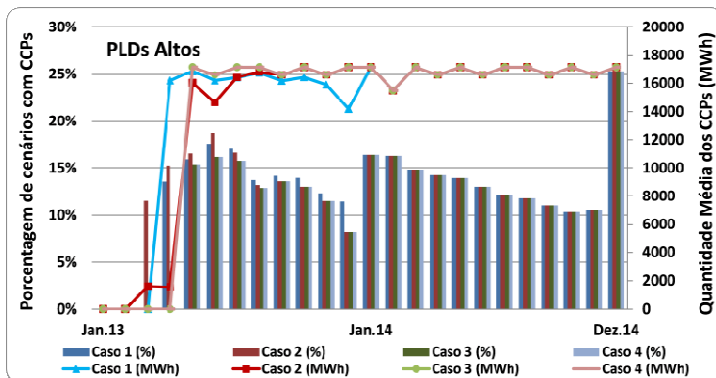


Figura 37: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Altos.

Da Figura 37 observa-se um aumento na compra de CCPs de três meses ao longo do horizonte de estudo.

6.2.3 Resultados para Valores de PLDs Baixos Considerando a Insuficiência de Lastro de Energia Unicamente no Mês de Referência

Neste caso os valores da receita obtida são ilustrados na Figura 38 para os casos 1, 2, 3 e 4. Percebe-se uma diminuição na receita nos casos 1 e 2, porém os valores de receitas para os casos 3 e 4 não apresentam diferenças significativas.

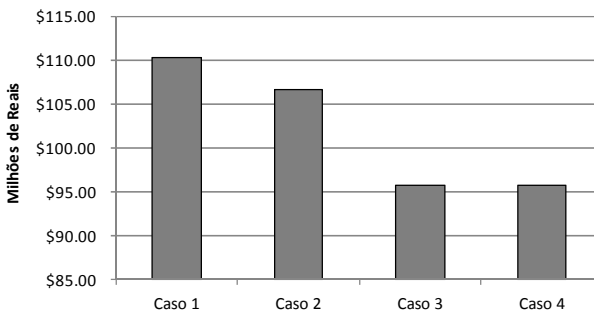


Figura 38: Receita do agente para valores de PLDs baixos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.

Em relação ao caso apresentado na Subseção 6.2.1, na Figura 39, nota-se uma diminuição na venda de energia para o Caso 1, porém os casos 2, 3 e 4 não sofreram mudanças. Isto implica que a decisão de contratação nos últimos três casos pode estar fortemente influenciada pelos cenários de PLDs avaliados.

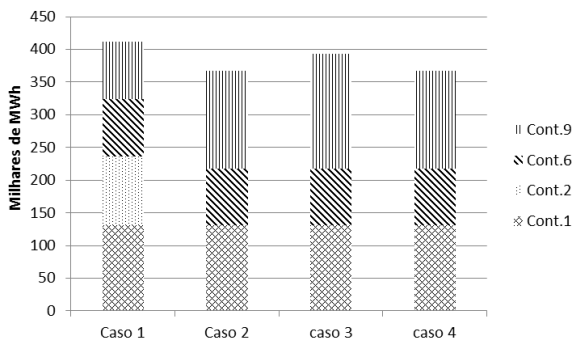


Figura 39: Energia vendida por contratos em MWh para cenário de PLDs Baixos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.

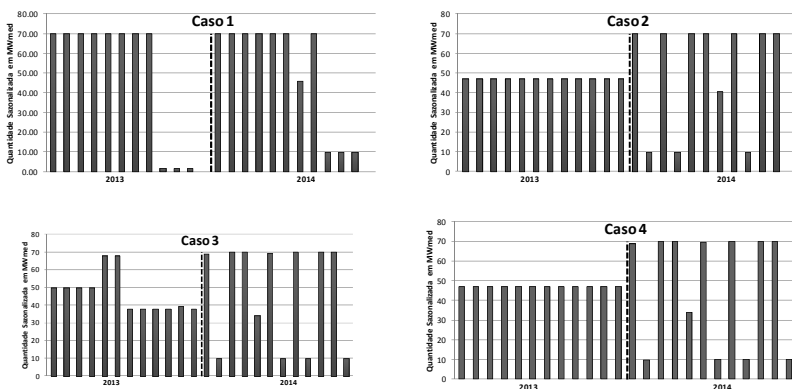


Figura 40: Sazonalização da GF para valores de PLDs Baixos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.

Diferentemente dos casos simulados na seção anterior, a desconconsideração do cálculo da média no lastro de energia gera falta de lastro em alguns meses. Portanto, para cobrir essa falta de lastro, percebe-se a alocação de GF na maioria dos meses do horizonte de estudo, como se pode observar na Figura 40. No Caso 1, a falta de alocação de garantias físicas em alguns meses do primeiro ano pode estar influenciada pela participação no MRE, em que a alocação máxima

de garantias físicas nos primeiros meses do horizonte de estudo pode gerar um aumento na receita do agente.

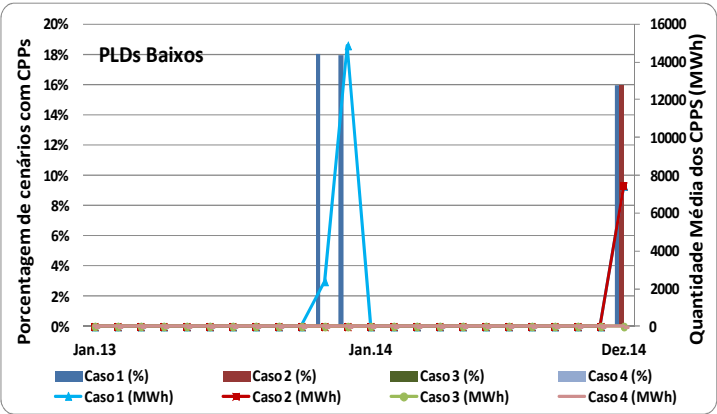


Figura 41: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Baixos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.

Observa-se da Figura 41 uma baixa contratação de CCPs de um mês em relação ao caso da Subseção 6.2.1. Nos casos 2, 3 e 4 o nível de contratação foi praticamente nulo, a exceção do Caso 1, no qual as quantidades contratadas são maiores no final do primeiro ano. Isso pode ser justificado pela falta de garantia física alocada no final do primeiro ano, como pode ser observado na Figura 40.

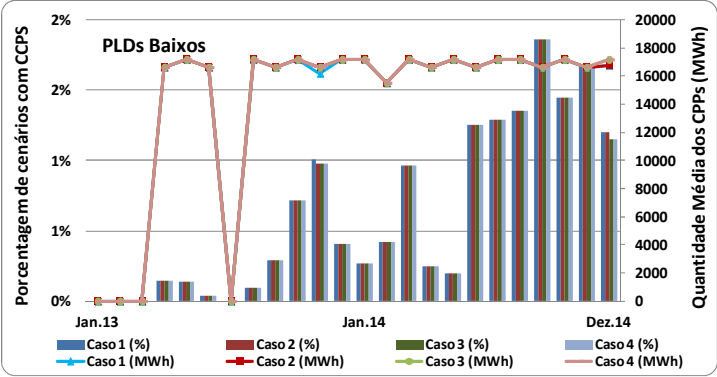


Figura 42: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Baixos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.

Nota-se da Figura 42 um comportamento similar ao apresentado na Figura 32, em que a maior parte da energia é comprada no final do horizonte de estudo. Embora o comportamento seja similar, as quantidades não são, pois no caso desta subseção as quantidades máximas contratadas caíram aproximadamente em 6%.

6.2.4 Resultados para Valores de PLDs Altos Considerando a Insuficiência de Lastro de Energia Unicamente no Mês de Referência

Para o caso considerado nesta subseção a receita média foi de R\$ 251.346.000,00, R\$ 228.991.000,00, R\$ 203.112.000,00 e R\$ 203.979.000,00 para os casos 1, 2, 3 e 4, respectivamente, como ilustrado na Figura 43. Nota-se uma diminuição na receita nos casos 1, 2 e 3, porém manteve-se o igual no Caso 4.

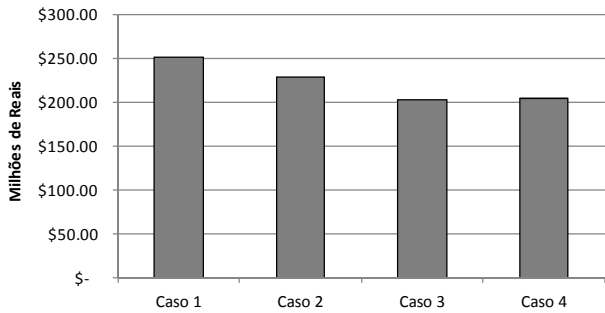


Figura 43: Receita do agente para valores de PLDs altos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.

Da Figura 44, percebe-se uma contratação menor em relação ao caso de PLDs Altos. Tal diminuição contratação pode estar relacionada à falta de lastro de energia que limita a venda de energia por contratos. Observa-se pela Figura 44, que os casos 2 e 4 contrataram a mesma quantidade, sendo a menor entre todos os casos. Por outro lado, a maior contratação apresenta-se no caso 3, i.e., o caso sem adesão ao MRE e sazonalização livre no horizonte de estudo.

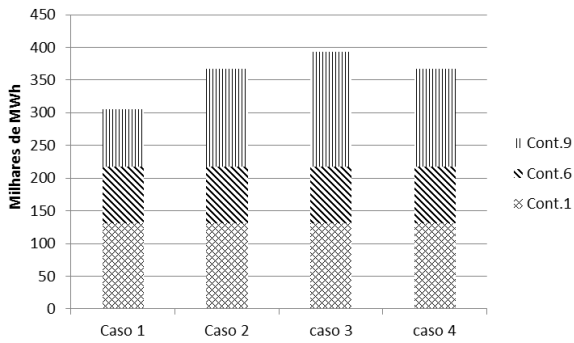


Figura 44: Energia vendida por contratos em MWh para cenário de PLDs Altos considerando a insuficiência de lastro unicamente no mês de referência.

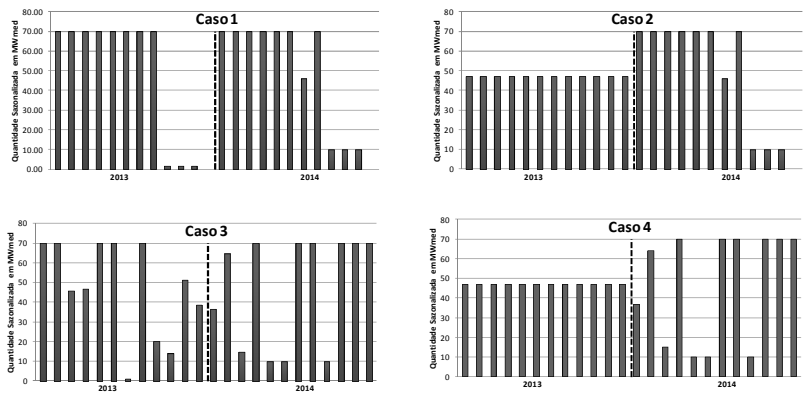


Figura 45: Sazonização da GF para valores de PLDs Altos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.

Da mesma forma que no caso da Seção 6.2.4, percebe-se pela Figura 45 a alocação de GF em todos os meses para todos os casos, com a exceção do Caso 1, em que a participação do MRE pode influenciar na decisão de não alocação de GF para alguns meses.

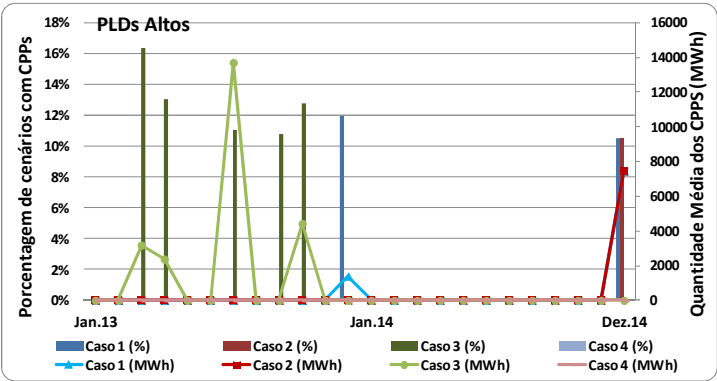


Figura 46: Contratos de Compra de um mês para cenários de PLDs Altos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.

Da Figura 46 de CCPs de um mês, observa-se um aumento na compra de energia no primeiro ano no caso 3, i.e., quando se tem uma

decisão livre sazonalização da GF, desconsiderando a participação no MRE. Tal aumento pode ser sustentado pelos altos valores de PLDs no período do primeiro ano como se pode observar na Figura 25. No resto dos casos simulados, a compra por CCPs de um mês é baixa em relação ao Caso 3.

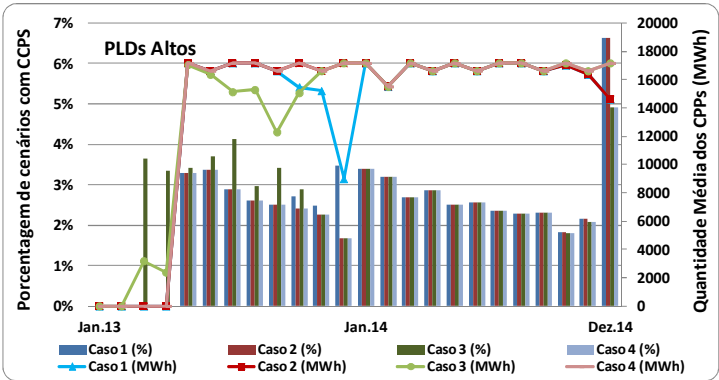


Figura 47: Contratos de Compra de três meses para cenários de PLDs Altos considerando a média a insuficiência de lastro de energia unicamente no mês de referência.

Observa-se na Figura 47 um comportamento similar nos contratos de CCPs de três meses ao apresentado na Figura 37, porém houve uma diminuição na quantidade de compra de energia.

6.2.5 Resumo dos Casos Analisados

Nesta subseção são apresentados os resumos de alguns dos resultados obtidos a partir das simulações feitas neste capítulo, com o intuito de complementar as análises feitas anteriormente.

Na Tabela 4 é apresentado o resumo das receitas obtidas nos casos simulados neste capítulo.

Tabela 4: Resumo das Receitas.

Cenário de PLDs	Receita PLDs Baixos (R\$)		Receita PLDs Altos (R\$)	
Caso	Média Móvel	Mês de Referência	Média Móvel	Mês de Referência
1	110.793.000	110.212.000	263.322.000	251.346.000
2	106.785.000	106.562.000	239.173.000	228.991.000
3	95.695.200	95.695.200	204.272.000	203.112.000
4	95.675.900	95.675.900	203.979.000	203.979.000

Da Tabela 4, nota-se uma principal diferença em relação às considerações feitas no cálculo da insuficiência de lastro de energia nos casos em que o agente participa do MRE. Tal consideração no cálculo da insuficiência de lastro impede uma decisão estratégica da sazonalização GF, afetando retorno produzido pela participação no MRE.

A Tabela 5 apresenta o resumo dos contatos de longo prazo celebrados ao longo das simulações analisadas neste capítulo.

Tabela 5. Resumo dos Resultados de Contratos de Longo Prazo.

Cenários de PLDs	PLDs Baixos Médio Móvel Insf. Lastro				PLDs Baixos Insf. Lastro Mês de Ref.				PLDs Altos Média Móvel Insf. Lastro				PLDs Altos Insf. Lastro Mês de Ref.			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Casos																
Contratos																
Cont. 1	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Cont. 2	x		x		x				x	x						
Cont. 3																
Cont. 4																
Cont. 5									x	x						
Cont. 6	x	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x
Cont. 7																
Cont. 8																
Cont. 9	x	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x
Cont. 10									x	x						

Da Tabela 5, nota-se que, tanto para os casos de cenários de PLDs baixos quanto para os casos de PLDs altos, o modelo responde como era de se esperar, vendendo energia por meio de contratos com valores de preços e quantidades altas, como é o caso do contrato 1. Já para contratos com preços iguais e quantidades diferentes, como é o caso dos contratos 6 e 7, a decisão do modelo depende mais da duração do contrato, dando preferência à venda de energia por meio do contrato 6, com a exceção do caso 1 e 2 para o cenário de PLDs altos considerando a média móvel para o cálculo da insuficiência de lastro.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1 CONCLUSÕES

Ao longo deste trabalho é proposta uma metodologia para suporte a decisão de comercialização com foco em PCHs. Para tanto, tem-se como principais aspectos que devem ser considerados no momento da tomada de decisão se as usinas fazem parte do MRE, como fazer a sazonalização da GF dado um conjunto possível de contratos a serem firmados e a penalidade por insuficiência de lastro. De maneira a tornar o modelo mais próximo da realidade, assume-se também a possibilidade de se fazer contratos de compra de curto prazo de um ou três meses de duração.

No Capítulo 5 deste trabalho é aplicada a abordagem proposta por Hellomo *et al* (2012) ao problema da comercialização de energia de PCHs. Tal abordagem visa decompor a árvore de cenários em nós estratégicos e operativos, separando os problemas a serem resolvidos com o intuito de facilitar a resolução dos mesmos via PDDE.

A metodologia foi analisada considerando os casos em que o agente adere ao MRE ou se mantém fora, sendo que no caso de participar do MRE a sazonalização no primeiro ano pode ser livre ou “flat”. Esses casos foram analisados para dois conjuntos de PLDs, um com valores mais elevados e outro com valores mais baixos. Com os resultados observa-se que, como esperado, há ganhos na receita esperada no caso em que o agente participa do MRE, aumentando em 29% em relação ao caso em que o agente não participa.

Os estudos de casos e análises do Capítulo 6 mostram que há ganhos significativos quando se considera a sazonalização estratégica da GF no primeiro ano, destacando que para os casos em que o agente participa do MRE, a alocação de GFs é máxima para os estágios onde o benefício no MCP é maior, compensando o risco de penalidade ou exposição no MCP em outros estágios por falta de lastro.

O conceito do cálculo da penalidade por insuficiência de lastro é analisado neste trabalho, concluindo que quando a insuficiência é calculada considerando unicamente o mês de referência o valor da receita esperada do agente diminui. Em princípio, tal fato é sustentado pela falta de compensação de lastro de energia gerada pela média móvel da regra atual.

A partir dos resultados obtidos de contratos de venda de energia para cada um dos casos simulados, pode-se concluir que os casos que apresentam maior quantidade de vendas de energia por contratos são casos em que a decisão de sazonalização da GF é livre para todo o horizonte de estudo, i.e., casos 1 e 3. Portanto, a alocação estratégica da GF permite uma disponibilidade de lastro de energia para a venda de energia por contratos de venda de longo prazo.

Dos resultados obtidos no Capítulo 6 observa-se uma quantidade relativamente baixa de compra de energia no curto prazo, tanto de CCPs de um mês quanto de CCPs de três meses, apresentando uma contratação maior nos casos simulados nos cenários de PLDs altos. De tais resultados pode-se concluir que, pelo fato dos preços do CCPs serem estipulados em função do PLD do mês em que o mesmo é assinado, o modelo proposto pode tomar a decisão de comprar energia no curto prazo em situações onde existe o benefício causado pelo aumento do PLD nos próximos dois meses a partir do mês em que os CCPs de três meses entram em vigor. Outra situação que pode levar à compra de energia no curto prazo é justificada pela alta penalidade a ser paga pela insuficiência de lastro de energia.

7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Uma extensão que pode ser feita a partir deste trabalho é a consideração do mecanismo de aversão a risco CVaR implícito no modelo apresentado no Capítulo 5, como proposto por Shapiro (2011) para o caso do problema de planejamento da operação. Com isso, o objetivo é se proteger dos cenários de PLDs baixos com o fim de garantir uma receita mínima para o agente.

Neste trabalho, foi adaptado o conceito de árvore de cenários proposto por Hellemo *et al* (2012), explicado no Capítulo 5. Outra variante desse conceito de árvore pode ser aplicado ao problema deste trabalho. Tal variante, definida por Hellomo *et al* (2012) como árvore de dois níveis, é ilustrada na Figura 48, onde existe uma ligação direta entre os nós estratégicos, sendo que cada um desses nós contém árvores incorporadas conformadas por nós operativos.

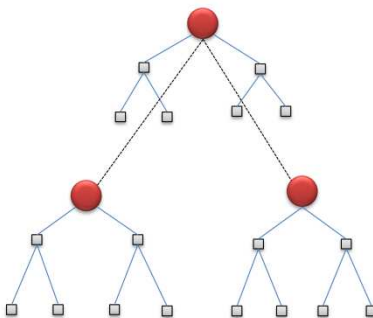


Figura 48: Árvore de cenários para trabalhos futuros.

Assim, com a ligação só entre nós estratégicos, procura-se modelar as variáveis aleatórias entre anos, tais como as possíveis combinações de contratos de venda de longo prazo a serem assinados a partir do segundo ano. Por outro lado, a aplicação da árvore de dois níveis evita a dependência das decisões operativas entre o primeiro e o segundo ano, o qual poderia causar, por exemplo, que a decisão de sazonalização da GF de um ano não seja influenciada pela decisão de GF do ano anterior.

Adicionalmente, sugere-se o estudo de caso no qual a sazonalização da GF do agente é predefinida, considerando a possibilidade da previsão do PLD mudar no meio do primeiro ano de estudo devido às razões descritas a seguir:

- (i) Modificações metodológicas nos modelos de planejamento de médio e curto prazo;
- (ii) Mudança na oferta do parque de geração do SIN;
- (iii) Questões normativas e regulatórias.

Desse modo, a partir das considerações feitas nas possíveis mudanças nos cenários de PLDs, espera-se um aumento na compra de CCPs com objetivo de se proteger de penalidades por falta de lastro devido à impossibilidade na mudança da sazonalização previamente definida.

Por último, sugere-se modelar o problema da comercialização de energia de PCHs considerando os preços dos contratos de longo prazo como variáveis de decisão, mantendo as quantidades de tais contratos fixas. Com isso, o grande desafio será definir o limite superior do preço de cada contrato no problema de otimização, de modo que o preço atinja valores competitivos aos praticados no mercado.

8

APÊNDICE A: EXEMPLO NÚMERICO

O Exemplo apresentado a seguir pretende mostrar a aplicação dos métodos numéricos de otimização de múltiplos estágios, como a PDDE, na solução do problema da comercialização de energia de PCHs tratado neste trabalho. Neste exemplo considera-se um único cenário (Caso Determinístico) em que a sazonalidade anual do horizonte é dividida em trimestres com o fim de diminuir o numero de estágios e, assim, facilitar a explicação da resolução do problema. Desse modo, as decisões de sazonalização da GF e contratos de longo prazo são tomadas para quatro estágios ao longo do ano. É desconsiderada, ainda, a participação do agente no MRE.

Considera-se que o agente possui uma GF de 27,5 MWmed e uma potência total instalada de 50 MW. Supõe-se que os dados de contratos e GFs do ano anterior foram registrados como ilustrados na Tabela 6.

Tabela 6 : Histórico de Informação do Agente

Variável	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Estágio 4
PLDa (R\$/MWh)	90	100	70	80
GFa (MWmed)	9,50	0	50	50
Cont.a (Mwmed)	25	25	25	25

A Tabela 6 apresenta ainda os valores de PLDs verificados no ano anterior.

Para este exemplo, considera-se que o agente possui duas opções de contratos apresentadas a seguir.

Tabela 7: Dados dos Contratos para o Exemplo Numérico

Contrato	Quantidade (MWmed)	Preço (R\$/MWh)	Horizonte do Contrato
1	30	200	Estágio1 – Estágio 4
2	20	150	Estágio 3 – Estágio 4

Considera-se ainda, a possibilidade do agente celebrar contratos de compra de curto prazo com as características detalhadas na Tabela 7.

Conhecidos os dados de entrada do problema inicia-se o processo da PDDE ilustrado a seguir.

Primeira Iteração – Recursão *Forward*

Aplicando a formulação proposta para subproblemas de nós estratégicos, obtem-se o problema modelado a continuação para este exemplo numérico.

$$\begin{aligned} \max \quad & R_0 = \alpha_1 \\ \text{S. a:} \quad & 2184g_1 + 2184g_2 + 2208g_3 + 2208g_4 = 241560\text{MWh} \\ & x_1 \leq 30\text{MW} \\ & x_2 \leq 20\text{MW} \\ & g_1 \leq 50\text{MW} \\ & g_2 \leq 50\text{MW} \\ & g_3 \leq 50\text{MW} \\ & g_4 \leq 50\text{MW} \\ & \alpha_1 \leq \text{R}\$10^8 \end{aligned}$$

(8.1)

Sabe-se que, pela teoria de programação linear, a solução do Problema (8.1) é trivial, em que o valor de α_1 é igual ao seu limite máximo, conforme ilustrado na Tabela 8, considerando o atendimento das demais restrições do problema.

Tabela 8: Solução do Problema (8.1).

x_1 (MWmed)	x_2 (MWmed)	g_1 (MWmes)	g_2 (MWmes)	g_3 (MWmes)	g_4 (MWmes)	α_1 (R\$)
0	0	9,50	0	50	50	10^8
<i>F.O.</i>	R\$ 10^8					

A decisão é tomada desse modo devido à pouca informação disponível dos estágios posteriores na primeira iteração, que é transferida ao problema do nó estratégico por meio da FBF. Da mesma forma, a solução dos problemas (8.2) a (8.5) é similar, tendendo sempre a maximizar a função objetivo sem importar a decisão estratégica das demais variáveis do problema de otimização, como é mostrado a continuação.

Aplicando a formulação proposta no Capítulo 5, obtém-se o PL representando abaixo, em que, as decisões das variáveis de estado,

decisões de contratos e garantias físicas, são conhecidas e entram como restrições de igualdades nos problemas (8.2) a (8.5).

$$\begin{aligned}
 \max \quad & R_1 = 109.200x_1 + 327.600g_1 - 393.129y_{11} - 21.840y_{13} - \\
 & 358.176\lambda_1 + \alpha_2 \\
 \text{s. a:} \quad & -4\lambda_1 - y_{11} - y_{13} \leq 9,50MW\text{mês} \\
 & x_1 = 0 \\
 & x_2 = 0 \\
 & g_1 = 9,50MW\text{mês} \\
 & y_{11} \leq 30MW \\
 & y_{13} \leq 15MW \\
 & \alpha_2 \leq R\$10^8 \\
 & \lambda_1 \geq 0
 \end{aligned} \tag{8.2}$$

Da mesma forma como foi formulado o problema do primeiro estágio são formulados os problemas dos demais estágios, apresentados a seguir:

$$\begin{aligned}
 \max \quad & R_2 = 262.080x_1 + 174.720g_2 - 21.840y_{13} - 209.664y_{21} - \\
 & 21.840y_{23} - 358.176\lambda_2 + \alpha_3 \\
 \text{s. a:} \quad & x_1 - 4\lambda_2 - y_{11} - 2y_{13} - y_{21} - y_{23} - g_1 \leq 25MW\text{mês} \\
 & x_1 = 0 \\
 & x_2 = 0 \\
 & g_1 = 9,50MW\text{mês} \\
 & g_2 = 0 \\
 & y_{11} = 0 \\
 & y_{13} = 0 \\
 & y_{21} \leq 30 \\
 & y_{23} \leq 15 \\
 & \alpha_3 \leq R\$10^8
 \end{aligned} \tag{8.3}$$

$$\begin{aligned}
 \max \quad & R_3 = 287.040x_1 + 176.640x_2 + 154.560g_3 - 22.080y_{13} - \\
 & 22.080y_{23} - 185.472y_{31} - 22.080y_{33} - 362.112\lambda_3 + \alpha_3 \\
 \text{s. a:} \quad & 2x_1 - 4\lambda_3 - y_{11} - 3y_{13} - y_{21} - 2y_{23} - y_{31} - y_{33} - g_1 - g_2 \leq \\
 & 50MW\text{mês} \\
 & x_1 = 0 \\
 & x_2 = 0 \\
 & g_1 = 9,50MW\text{mês} \\
 & g_2 = 0
 \end{aligned} \tag{8.4}$$

$$\begin{aligned} g_3 &= 50MWm\hat{e}s \\ y_{11} &= 0 \\ y_{13} &= 0 \\ y_{21} &= 0 \\ y_{23} &= 0 \\ y_{31} &= 0 \\ y_{31} &\leq 30 \\ y_{33} &\leq 15 \\ \alpha_3 &\leq R\$10^8 \end{aligned}$$
$$\begin{aligned} \max \quad & R_4 = 77.280x_1 + 33.120x_2 + 364.320g_4 - 22.080y_{23} - \\ & 22.080y_{33} - 185.472y_{31} - 22.080y_{33} - 362.112\lambda_3 \\ \text{s. a:} \quad & 3x_1 + x_2 - 4\lambda_4 - y_{11} - 3 \cdot y_{13} - y_{21} - 3y_{23} - y_{31} - 2y_{33} - y_{41} - \\ & y_{43} - g_1 - g_2 - g_3 \leq 25MWm\hat{e}s \\ x_1 &= 0 \\ x_2 &= 0 \\ g_1 &= 9,50MWm\hat{e}s \\ g_2 &= 0 \\ g_3 &= 50MWm\hat{e}s \\ g_4 &= 50MWm\hat{e}s \\ y_{11} &= 0 \\ y_{13} &= 0 \\ y_{21} &= 0 \\ y_{23} &= 0 \\ y_{31} &= 0 \\ y_{33} &= 0 \\ y_{41} &\leq 30 \\ y_{43} &\leq 15 \end{aligned}$$

(8.5)

Na Tabela 9 apresentam-se as soluções dos problemas (8.2) a (8.5) formulados acima.

Tabela 9: Solução dos Problemas (8.2) a (8.5).

Estágio	y – 1 mês (MWmed)	y – 3 mês (MWmed)	λ (MWmes)	α (R\$)	Receita Imediata (R\$)
1	0	0	0	10 ⁸	3.114.000
2	0	0	0	10 ⁸	0
3	0	0	0	10 ⁸	7.728.000
4	0	0	0	-	18.216.000

Primeira Iteração - Teste de convergência

Em Programação Dual Dinâmica, antes do início de cada recursão *backward* é testada a convergência do problema, para o qual é adaptado neste exemplo numérico o critério na Equação (8.6).

$$Z_{sup} - Z_{inf} \leq 0.001 \quad (8.6)$$

Em que Z_{Sup} é igual ao valor total da função objetivo do nó estratégico e o Z_{Inf} é calculado como a somatória de todas as receitas imediatas da cada estágio. Desse modo, aplicando o critério de convergência proposto na Equação (8.6), tem-se que $|Z_{Inf} - Z_{Sup}| = 70.942.000$. Tal resultado não atende a tolerância, da continuidade a primeira recursão *backward*.

Primeira Iteração – Recursão *Backward*

Após a primeira recursão *forward*, é iniciada a primeira recursão *backward*, na qual são construídos os primeiros cortes de Benders aplicando a Equação 4.15 no problema da comercialização de energia.

Aplicando a teoria de cortes de benders, obtem-se as Equações (8.7) e (8.8) descritas abaixo.

$$\sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{NCL} (x_{ti}^* - x_{ti})\pi_{ti} + (g_t^* - g_t)\pi_t + \sum_{k=1}^{NCC} (y_{tk}^* - y_{tk})\pi_k \leq (\alpha_t^* - \alpha_t) \right] \quad (8.7)$$

$$-77280x_1 + 33120x_2 - 364320g_4 + 22080y_{23} + 22080y_{33} + \alpha_4 \leq 0 \quad (8.8)$$

A Equação (8.8) representa o corte de bender, o qual é adicionado ao terceiro estágio na primeira iteração da recursão *backward*. Da mesma forma, são adicionados cortes de benders nos problemas dos demais estágios, cujas equações são ilustradas a continuação.

As Equações (8.9) a (8.11) representam os cortes adicionados no segundo, primeiro e nó estratégico respectivamente após a primeira iteração *backward*.

$$-364320x_1 - 143520x_2 - 154560g_3 - 364320g_4 + 22080y_{11} + 44160y_{21} + \alpha_3 \leq 0 \quad (8.9)$$

$$-626400x_1 - 143520x_2 - 174720g_2 - 154560g_3 - 364320g_4 + 43920y_{13} + \alpha_2 \leq 0$$

(8.10)

$$-735600x_1 - 143520x_2 - 327600g_1 - 174720g_2 - 154560g_3 - 364320g_4 + \alpha_1 \leq 0$$

(8.11)

Segunda Iteração – Recursão *Forward*

Após a adição dos cortes de benders na primeira recursão *backward*, é avaliada a segunda recursão *forward*, na qual os resultados para cada estágio são resumidos nas Tabela 10 e 11.

Tabela 10: Solução das Variáveis do nó Estrategico.

x_1 (MWmed)	x_2 (MWmed)	g_1 (MWmes)	g_2 (MWmes)	g_3 (MWmes)	g_4 (MWmes)
30	20	50	10,05	0	50
α_1 (R\$)	61.291.200				

Tabela 11: Solução das Variáveis dos nós Operativos.

Estágio	y – 1 mês (MWmed)	y – 3 mês (MWmed)	λ (MWmes)	α (R\$)	Receita Imediata (R\$)
1	0	0	0	41.635.200	19.656.000
2	0	0	0	32.016.000	9.619.200
3	0	0	0	19.872.000	12.144.000
4	24,95	0	0	-	19.321.213

Percebe-se das tabelas 10 e 11 que, a partir da adição dos cortes de benders, o modelo de otimização toma decisões mais “inteligentes” baseadas nas informações contidas em tais cortes.

Segunda Iteração –Teste de Convergência

Após a segunda recursão *forward* é aplicado o segundo teste de convergencia, a partir de valores de $Z_{sup} = 61.291.200$ e $Z_{inf} = 60.740.413$, obtendo um *gap* de convergencia igual a 550.786 superior à tolerância do criterior de convergencia.

Segunta Iteração – Recursão *Backward*

A partir do não atendimento do critério de convergência é necessária mais uma recursão *backward*, adicionando cortes de benders representados nas Equações (8.12) a (8.15) nos PLs dos estágios 3 até nó estratégico respectivamente.

$$-11040x_1 + 55200x_2 - 22080g_1 - 22080g_2 - 22080g_3 - 364320g_4 - 22080y_{11} - 66240y_{13} - 22080y_{21} - 44160y_{23} - 22080y_{31} - 22080y_{33} + \alpha_4 \leq 552000 \quad (8.12)$$

$$-298080x_1 - 121440x_2 - 22080g_1 - 22080g_2 - 176640g_3 - 364320g_4 + 22080y_{11} + 44160y_{13} - 22080y_{21} - 22080y_{23} + \alpha_3 \leq 552000 \quad (8.13)$$

$$-560400x_1 - 121520x_2 - 22000g_1 - 196720g_2 - 176560g_3 - 364320g_4 - 22080y_{11} - 22080y_{13} + \alpha_2 \leq 549999 \quad (8.14)$$

$$-669840x_1 - 121600x_2 - 349520g_1 - 196640g_2 - 176480g_3 - 364320g_4 + \alpha_1 \leq 548000 \quad (8.15)$$

Terceira Iteração – Recursão *Forward*

Após a adição do segundo grupo de restrições de cortes de benders é feita mais uma recursão forward, cuja solução é resumida nas Tabela 12 e 13.

Tabela 12: Solução do nó Estratégico Terceira Iteração.

x_1 (MWmed)	x_2 (MWmed)	g_1 (MWmes)	g_2 (MWmes)	g_3 (MWmes)	g_4 (MWmes)
30	20	50	10,05	0	50
α_1 (R\$)	60.744.404				

Tabela 13: Solução dos nós Operativos Terceira Iteração.

Estágio	$y - 1$ mês (MWmed)	$y - 3$ mês (MWmed)	λ (MWmes)	α (R\$)	Receita Imediata (R\$)
1	0	8,32	0	41.270.004	19.474.400
2	0	0	0	31.832.404	9.437.600
3	0	0	0	19.872.000	11.960.404
4	0	0	0	-	19.872.000

Teste de Convergência

Dada a solução da terceira recursão *forward*, é testada novamente a convergência do algoritmo, obtendo valores de $Z_{\text{Sup}} = 60.744.404$ e $Z_{\text{Inf}} = 60.744.404$. A diferença absoluta das duas variáveis é menor que a tolerância especificada, portanto, percebe-se que o processo atingiu o critério de convergência prestabelecido.

9 APÊNDICE B: HISTÓRICO DE GERAÇÃO DO AGENTE

Tabela 14: Histórico de Geração do Conjunto de PCHs do Agente

Ano	Geração (MWmed)											
	Estágios											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	36,36	35,13	35,58	31,12	34,56	30,73	28,11	29,91	30,91	33,82	31,52	27,61
2	30,34	33,52	32,20	26,41	36,93	32,07	28,07	22,46	25,19	31,34	26,39	23,82
3	38,39	35,76	32,90	35,52	30,98	27,80	27,76	25,02	28,65	29,87	28,02	26,94
4	33,38	35,33	37,75	38,79	33,55	30,60	32,42	39,54	33,74	29,40	32,86	37,32
5	33,33	31,90	25,34	18,52	14,59	20,43	22,96	25,34	19,74	19,74	31,67	28,24
6	26,15	38,79	35,92	30,11	32,20	32,36	33,09	34,67	34,26	33,28	31,34	29,56
7	32,66	39,53	40,14	35,37	35,21	33,46	26,37	19,40	22,43	28,30	26,77	27,48
8	28,39	31,63	37,86	32,25	32,25	32,27	34,01	29,01	24,02	24,89	29,47	27,49
9	37,62	43,05	40,88	29,93	17,66	21,73	30,40	27,90	24,03	31,89	29,91	24,17
10	30,72	38,76	42,68	31,44	30,43	26,60	33,36	34,66	39,46	38,66	32,40	33,61
11	36,95	37,28	40,56	30,78	23,44	24,14	31,12	30,96	27,56	37,92	42,54	38,11
12	29,47	30,84	26,81	26,14	18,23	17,18	24,92	26,97	29,02	31,94	34,16	29,15
13	28,82	32,43	29,27	30,34	27,52	29,67	31,15	27,36	26,72	35,05	35,16	35,05
14	41,14	42,09	39,77	33,39	24,02	22,58	23,36	19,52	26,51	28,94	32,03	29,55
15	27,61	31,18	33,16	36,06	32,44	37,78	37,45	30,71	32,02	38,56	40,27	41,04
16	38,32	30,40	35,23	29,37	28,00	26,13	24,29	34,34	30,17	33,92	39,53	42,04
17	39,38	39,87	36,89	27,54	21,58	27,56	22,24	18,56	17,03	23,41	27,54	30,59
18	36,19	38,87	29,00	31,23	35,64	31,70	31,67	32,52	32,52	28,09	30,52	31,08
19	37,19	30,55	28,98	34,80	33,94	30,10	32,84	34,83	39,34	43,47	43,23	40,57
20	32,14	28,48	30,99	26,75	16,92	13,07	12,05	14,71	18,65	27,07	26,37	32,94
21	35,40	34,04	35,55	39,11	39,32	37,48	31,74	26,68	27,21	37,05	35,08	44,51
22	40,39	41,78	37,49	39,10	39,32	37,48	37,48	26,68	27,21	37,05	35,08	44,51
23	44,09	45,04	39,26	31,36	25,40	22,78	36,73	38,12	35,45	42,75	43,43	41,37
24	47,11	42,46	48,62	47,80	49,41	51,24	48,38	44,00	36,64	39,11	37,98	46,14
25	44,74	44,30	45,09	49,29	43,71	34,93	41,97	45,96	42,99	45,10	44,82	41,77

10

APÊNDICE C: SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA CONSIDERADA PARA CADA SUBMERCADO

Tabela 15: Sazonalização da GF para o submercado Sudeste.

Ano	GF Sazonalizada (MWh)											
	Estágios											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	25514,25	26314,40	26462,54	26240,54	26141,53	26244,31	27246,92	27906,40	28208,14	28177,49	27962,96	27218,35
2	25412,89	25511,70	26362,77	26303,84	27157,00	27658,79	27778,31	28092,65	27987,83	27600,69	25965,13	25127,54

Tabela 16: Sazonalização da GF para o submercado Sul.

Ano	GF Sazonalizada (MWh)											
	Estágios											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	5977,54	7064,33	7099,23	7263,40	7117,64	7031,55	7115,65	7145,91	7306,29	7518,08	7492,89	7376,46
2	5833,85	7041,24	7388,53	7184,45	6912,52	6938,13	7268,29	7271,24	7346,13	7439,21	7149,64	6919,01

Tabela 17:Sazonalização da GF para o submercado Nordeste.

Ano	GF Sazonalizada (MWh)											
	Estágios											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	5595,19	5801,00	5805,73	5694,96	5582,32	6403,87	6468,65	6633,58	6746,71	6779,06	6331,74	6272,80
2	6119,53	6234,61	6267,83	5993,94	5763,66	5794,51	5837,28	6304,77	6355,91	6337,72	5703,67	5519,68

Tabela 18:Sazonalização da GF para o submercado Norte.

Ano	GF Sazonalizada (MWh)											
	Estágios											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	3974,13	3966,36	4055,08	3988,47	4208,03	4221,40	4346,12	4405,20	4455,12	4601,16	4631,25	4586,29
2	4372,41	4358,38	4481,31	4524,45	4556,108	4690,72	4712,08	4775,24	4747,37	4714,77	4470,27	4326,06

11 REFERÊNCIAS

ANEEL, **Matriz de Energia Elétrica**, Disponível em www.aneel.gov.br, Acessado em 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, **Resolução Homologatória nº 1.403, de 18/12/2013**, Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/reh20121403.pdf, Acessado em 17/04/2013, 2013.

BENDERS. J. F, Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programing Problems, **Numerische Mathematik**, v.4, p.238-252, 1962.

CCEE, **Regras de Comercialização - Balanço Energético**, Disponível em www.ccee.org.br, Acessado em 28/03/2012, 2012^a.

CCEE, **Regras de Comercialização - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST**, Disponível em www.ccee.org.br, Acessado em 30/03/2012, 2012b.

CCEE, **Regras de Comercialização - Tratamento das Exposições**, Disponível em www.ccee.org.br, Acessado em 13/07/2012, 2012c.

CCEE, **Regras de Comercialização - Penalidade de Energia**, Disponível em www.ccee.org.br, Acessado em 26/03/2012, 2012d.

CCEE, **Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**, Disponível em www.ccee.org.br, Acessado em 29/03/2012, 2012e.

DE MATOS. V. L.; **Um Modelo para o Planejamento Anual da Operação Energética Considerando Técnicas Avançadas de Otimização Estocástica**, Teses de Doutorado, Programa de Pós-Programação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

DE MATOS. V. L.; FINARDI. E. C. **A computational study of a stochastic optimization model for long term hydrothermal**

scheduling. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 43, n. 1, 1443-1452, 2012.

FONSECA. F. R, **Estratégias de Sazonalização da Garantia Física de PCHs em Portfólios PCH e Biomassa**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

GUYOTOKU. E. T, **Avaliação do Risco de Exposição ao Mercado de Curto Prazo de um Portfólio de Fontes Alternativas de Energia**, Trabalho de Conclusão de Curso, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

HELLEMO. L.; MIDTHUN. K.; TOMASGARD. A.; WERNER. A, **Multi-stage stochastic programming for natural gas infrastructure design with a production perspective**, In H, I, Gassmann, S, W, Wallace, and W, T, Ziemba, editors, **Stochastic Programming: Applications in Finance, Energy, Planning and Logistics**, World Scientific Series in Finance, World Scientific, 2012.

ILIADIS. N, A.; PERIRA. V. F.; GRANVILLE. S.; FINGER. M.; HALDI. P. A.; BARROSO. L. A, **Benchmarking of hydroelectric stochastic risk management models using financial indicators**, In: **Power Engineering Society General Meeting, 2006, IEEE**, p.8, 2006.

INFANGER, G.; MORTON, D. P. **Cut Sharing for Multistage Stochastic Linear Programs with Interstage Dependency. Mathematical Programming**, v. 75, n.241-256. 1996.

LARROYD. P. V, **Comparação de Políticas com Aversão a Risco para o Planejamento da Operação Hidrotérmica de Médio Prazo**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

LIU. H.; JIANG. C.; ZHANG. Y, **Portfolio management of hydropower producer via stochastic programming**, **Energy Conversion and Management**, v.50, n.10, p.2593-2599, 2009.

MARZANO. L. G. B.; MEIO. A. C. G.; SOUZA. R. C, An approach for portfolio optimization of energy contracts in the Brazilian electric sector, In: **Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna**, 23-26 June 2003, v.3, p.8 pp, Vol.3, 2003.

MASUKAWA. F. T, **Avaliação de Critérios de Risco na Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte - PCH**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2011.

Mercado Livre de Energia, **Excedente Financeiro**, Disponível em mercadolivredeenergia.com.br, Acessado em 2012, 2012.

MO. B.; GJELSVIK. A.; GRUNDT. A, Integrated risk management of hydro power scheduling and contract management, **Power Systems, IEEE Transactions on**, v.16, n.2, p.216-221, 2001.

MORTON, D, P, Stopping rules for a class of sampling-based stochastic programming algorithms, **Operations Research**, p.710, 1998.

PEREIRA, M, V, F.; PINTO, L, M, V, G, Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning, **Mathematical Programming**, v.52, n.1, p.359-375, 1991.

SHAPIRO, A.; TEKAYA, W.; DA COSTA, J. P.; SOARES, M. P. **Risk neutral and risk averse Stochastic Dual Dynamic Programming method**. Disponível em http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2012/01/3307.pdf. Acessado em 20/07/2013, 2013.

SHRESTHA. G. B.; POKHAREL. B. K.; TEK TJING. L.; FLETEN. S. E., Medium term power planning with bilateral contracts, **Power Systems, IEEE Transactions on**, v.20, n.2, p.627-633, 2005.

SILVA. E. L., **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**, Porto Alegre, Sagra Luzzatto, 2001.

STREET. A.; BARROSO. L. A.; FLACH. B.; PEREIRA. M. V.; GRANVILLE. S., Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets, **Power Systems, IEEE Transactions on**, v.24, n.3, p.1136-1144, 2009.

TEIVE. R. C. G.; LANGE. T.; ARFUX. G. A. B.; QUEIROZ. A. K.; ROSA. L. F. S. C.; NETO. A. V., A decision support system for energy trading and portfolio optimization, In: **Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European**, 23-25 June 2010, p.1-6, 2010.

TOLMASQUIM. M. T., **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**, Brasília, Synergia Editora, 2011.

URYASEV. S., Conditional Value-at-Risk: Optimization Algorithms and Applications, **Financial Engineering News**, v. No.14, February, 2000, 1-5, 2000.

WOOD. A, J.; WOLLENBERG, B, F, **Power Generation Operation and Control**, John Wiley & Sons, Inc, 1984.